



M 2015

CÁLCULO DE ÍNDICES DE SAÚDE, VIDA REstante E PROBABILIDADE DE FALHA DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA AT/MT

ANTONY MANUEL JUSTINO FERREIRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA

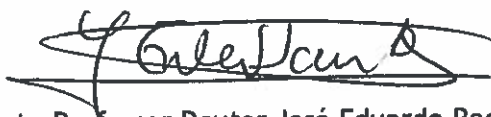
À FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO EM
ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

A Dissertação intitulada

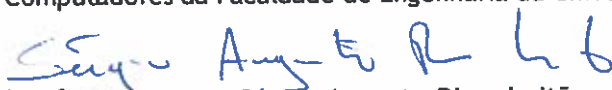
“Cálculo de Índices de Saúde, Vida Restante e Probabilidade de Falha de
Transformadores de Potência AT/MT”

foi aprovada em provas realizadas em 23-02-2015

o júri



Presidente Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e
Tecnologia da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua
exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente
autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou
inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas
usadas, são corretamente citados.



Autor - Antony Manuel Justino Ferreira

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Cálculo de índices de saúde, vida restante e
probabilidade de falha de Transformadores de
Potência AT/MT**

Antony Manuel Justino Ferreira

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
Coorientador: Engenheiro João Vasco Gil da Silva Gomes Ferreira

23 Fevereiro 2015

Resumo

Pretende-se com a presente dissertação desenvolver um algoritmo que seja capaz de transmitir informação fidedigna relativamente à condição de um Transformador de Potência AT/MT, baseando-se para isso no cálculo do índice de saúde do mesmo. Analisando a máquina como um todo, e identificando as possíveis causas para cada modo de falha, visa-se apurar qual a probabilidade de um determinado ativo falhar, assim como, o seu tempo de vida restante. O conhecimento de todos estes parâmetros é hoje de uma extrema importância para as companhias de Distribuição de Energia Elétrica, isto porque a idade avançada de alguns dos seus ativos (perto do fim de vida) resulta em taxas de avarias elevadas.

A gestão da vida útil dos transformadores é então uma grande preocupação para as entidades distribuidoras, a qual terá de ser efetuada segundo uma análise detalhada dos critérios técnicos, económicos e estratégicos. O objetivo final deste trabalho prende-se com a necessidade de caracterizar uma amostra de transformadores de potência AT/MT da EDP Distribuição.

A presente Dissertação encontra-se inserida num projeto proposto pela EDP Distribuição que é o projeto “Subestação 5M”. Com este projeto pretende-se tornar as subestações AT/MT mais simples, mais pequenas, mais económicas, mais rápidas de construir e mais fáceis de manter. O tema da dissertação enquadra-se sobretudo no último e antepenúltimo ponto de subestações tipo referido, uma vez que conhecendo a condição dos transformadores poderá ser feita uma previsão a longo prazo de possíveis mudanças a efetuar, com o intuito de tornar a transformação de energia mais económica e com menos riscos associados.

Com o propósito de alcançar o desidrato a que nos propusemos, vamos em primeiro lugar abordar os aspetos construtivos do transformador. Seguidamente serão analisadas as principais causas de falha de um transformador, evidenciando posteriormente métodos de diagnóstico capazes de detetar as falhas ou antecipar as mesmas. Serão ainda abordados aspetos relativos à Manutenção, Sistemas de Monitorização e Sistemas de Proteção associados a um transformador. Por fim, e na sequência do algoritmo desenvolvido, serão apresentados os resultados e as conclusões do presente estudo, assim como exemplos concretos de transformadores de potência da EDP Distribuição.

Abstract

The purpose of this thesis is to develop an algorithm capable to transmit reliable information about the health status of power transformers, based on a Health Index calculus. Analysing the equipment as a whole and knowing the typical failure causes for each type of power transformer, it is intended to understand the probability of a power transformer to fail and what is its remaining lifetime. These parameters are important for the power transformers companies because of the advanced age of some equipment, implying high failure rates. The lifecycle management of power transformers is a seriously concern for the power distribution companies, that management must be made according to a detailed analysis of a technical, economic and strategic criteria.

The ultimate objective of this work is to characterize the EDP Distribution power transformers. This work is part of the 5M project. The objective of the project is to turn substations simpler, smaller, more economical, faster to build and easier to maintain. The dissertation topic fits specially at the last and penultimate paragraph of the referred typical substations, once that knowing the transformers health state will allow a long term prevision of the possible changes to be made, in order to turn the energy transformation more economical.

To achieve the proposed objective it will be analysed, firstly, the constructive aspects of the power transformer. Secondly, the main causes of failure and later it will be highlighted the diagnostic methods that are capable to anticipate failures. Aspects related to maintenance, monitoring systems and protection systems associated with a power transformer, will also be addressed.

Finally, and following the sequence of the developed algorithm, it will be presented the results and conclusions achieved, illustrating by concrete examples of EDP Distribution Power Transformers.

Agradecimentos

Desde já quero agradecer à minha família, em especial aos meus pais e irmã, pelo apoio, ânimo, compreensão incondicional e sobretudo pelos conselhos que ao longo deste percurso me inculcaram de forma a poder crescer intelectualmente, mas sobretudo como ser humano.

Agradeço à Andreia Costa pelo acompanhar de sempre. (*"We never walk alone"*)

Um agradecimento especial ao Professor Doutor Machado e Moura pela oportunidade, pelo apoio e por todo o entusiasmo e encorajamento que dele recebi ao longo da Dissertação.

Ao Sr. Engenheiro João Vasco Ferreira, da EDP Distribuição, do Departamento de Manutenção, Planeamento de Controlo por todas as horas dispensadas, por todos os conhecimentos e experiência partilhados e pelo esclarecimento de dúvidas que foram surgindo.

Ao Eng.º Miguel Freitas e Eng.º António Rúben pelo apoio prestado e pelo à vontade em que me colocaram.

À Eng.ª Cristina Carvalho pelo auxílio sempre prestado ao longo da realização do trabalho, solucionando problemas que foram surgindo.

Ao Eng.º Pinto Sá e Eng.ª Anabela Peixoto pelos conselhos e sugestões dados ao longo do trabalho.

Ao Sr. José Pereira, eletricista montador/reparador AT da EDP Distribuição pelo acompanhamento durante as saídas ao terreno, pelos esclarecimentos prestados e documentação fornecida.

Ao professor Pedro Campos pela ajuda prestada no ramo das probabilidades.

Aos meus amigos, Gilberto Moreira, Rómulo Rodrigues, João Fernandes, Pedro Gonçalves, José Reina, José Gouveia, André Carapito, Nuno Gonçalves, companheiros da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Ao meu amigo Hugo Carvalho pela amizade de todos estes anos. À Rosa Daniela pela amizade prestada ao longo do percurso académico.

Ao camarada e amigo Rodrigo pela amizade que ainda hoje perdura e pela camaradagem sentida durante a experiência na Academia Militar.

Queria ainda agradecer à Seleção de Futsal da FEUP pelo acompanhar ao longo desta etapa.

Por fim, quero agradecer a Deus por acreditar que também ele teve um contributo especial neste difícil percurso.

A todos o meu muito obrigado!

Antony Manuel Justino Ferreira

*“Se todos os nossos infortúnios fossem
colocados juntos e, posteriormente,
repartidos em partes iguais por cada um de
nós, ficaríamos muito felizes se pudéssemos
ter apenas, de novo, só os nossos.”*

Sócrates

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. A Empresa-EDP	1
1.2. Motivação e Objetivos	2
1.3. Estrutura da Dissertação	3
Capítulo 2	5
O Transformador de Potência AT/MT	5
2.1. Aspetos Construtivos	6
2.1.1. Parte Ativa	6
2.1.1.1. Núcleo Magnético	6
2.1.1.2. Enrolamentos	9
2.1.2. Materiais Isolantes Sólidos	9
2.1.3. Material Isolante Líquido (Óleo Isolante)	9
2.1.4. Cuba 10	
2.1.4.1. Conservador	11
2.1.5. Sistema de Refrigeração	12
2.1.5.1. Radiadores	12
2.1.5.2. Ventiladores	13
2.1.6. Travessias	14
2.1.6.1. Travessias não Capacitivas	15
2.1.6.2. Travessias Capacitivas	15
2.1.7. Comutador de Tensão em Carga	17
2.1.8. Proteções Próprias	20
2.1.8.1. Relé de Buchholz	20
2.1.8.2. Termómetro do Óleo Isolante	21
2.1.8.3. Imagem Térmica (Termómetro dos enrolamentos)	22
2.1.8.4. Válvula de Sobrepressão	22
2.1.8.5. Indicador do Nível do Óleo	23
2.1.8.6. Relé de Fluxo de Óleo	23
2.1.9. Válvulas	25
2.1.10. Juntas	25
Capítulo 3	27
Modos de Falha	27
3.1. Falha do Sistema de Isolamento	29
3.1.1. Degradação do Papel Isolante	29
3.1.2. Degradação do Óleo Isolante	30
3.2. Falha devido a Sobretensões	30
3.2.1. Sobretensões Temporárias (Longa Duração)	30

3.2.2. Sobretensões de Manobra.....	31
3.2.3. Sobretensões de origem Atmosférica (Descargas Atmosféricas)	32
3.3. Falha devido a curto-circuitos	32
3.4. Falha do Comutador em Carga	33
3.5. Falha nas Travessias	34
3.6. Falha do Sistema de Refrigeração.....	34
3.7. Falha das Proteções Próprias	35
Capítulo 4.....	37
Métodos de Diagnóstico da Condição do Transformador de Potência AT/MT	37
4.1. Diagnóstico do Óleo Isolante	37
4.1.1. DGA (<i>Dissolved Gas Analysis</i>)	38
4.1.2. Ensaios para Avaliação da Qualidade do Óleo Isolante	40
4.1.2.1. Tensão Disruptiva	41
4.1.2.2. Cor e Aspeto	41
4.1.2.3. Teor de Água	41
4.1.2.4. Índice de Acidez	42
4.1.2.5. Fator de Dissipação Dielétrico ($\tan \delta$)	42
4.1.2.6. Tensão Interfacial (IFT)	42
4.1.2.7. Lamas e Sedimentos	42
4.1.2.8. Partículas	43
4.1.3. Tratamentos do Óleo Isolante.....	43
4.1.3.1. Filtração e Secagem do Óleo	43
4.1.3.2. Regeneração do Óleo Isolante	45
4.2. Diagnóstico do Papel Isolante	47
4.3. Diagnóstico por Ensaios Elétricos ao Transformador	49
4.3.1. Resistência ohmica dos Enrolamentos.....	49
4.3.2. Resistência de Isolamento.....	53
4.3.3. Relação de Transformação.....	53
4.3.4. Medição da Corrente de Excitação.....	56
4.3.5. Ensaio das Proteções Próprias.....	57
4.3.5.1. Ensaio Relé de Buchholz.....	57
4.3.5.2. Relé de Fluxo de Óleo Comutador em Carga (RS1000).....	57
4.3.5.3. Ensaio Imagem Térmica/Termómetro do Óleo	58
4.3.5.4. Ensaio da Válvula de Sobrepressão	59
4.3.5.5. Ensaio arranque dos ventiladores do Sistema de Refrigeração	59
4.3.5.6. Resposta em Amplitude ao Varrimento em Frequência.....	59
4.4. Outros Métodos de Diagnóstico	61
4.4.1. Inspeção Termográfica (Termografia)	61
4.4.2. Inspeções Visuais	61
4.4.3. Monitorização da corrente do motor de comando do comutador de tensão em carga.	62
Capítulo 5.....	63
Manutenção, Monitorização e Sistemas de Proteção de Transformadores de Potência AT/MT	63
5.1. Manutenção.....	63
5.1.1. Manutenção Preventiva	64
5.1.2. Manutenção Preditiva	64
5.1.3. Manutenção Corretiva.....	65
5.1.4. Falta de Manutenção vs. Manutenção Inadequada	65
5.2. Monitorização	66
5.3. Sistemas de Proteção	69
5.3.1. Proteção Diferencial.....	70
5.3.2. Proteção contra Sobretensões	70
5.3.3. Proteção contra Sobreintensidades.....	72
Capítulo 6.....	73

O Algoritmo de Cálculo	73
6.1. Cálculo do Índice de Saúde do Transformador	73
6.1.1. Perda de Isolamento Interno	76
6.1.2. Perda de Isolamento Externo	94
6.1.3. Falha do Sistema de Refrigeração	97
6.1.3.1. Condição do Armário.....	97
6.1.3.2. Estado Ventiladores/Bomba de Circulação do Óleo	97
6.1.4. Falha da Manobra de Comutação	99
6.1.4.1. Perda Isolamento Interno Comutador	99
6.1.4.2. Condição do Armário de Acionamento do Comutador em Carga.....	103
6.2. Confiabilidade do Cálculo do Índice de Saúde	108
6.3. Cálculo da Vida Restante do Transformador	110
6.4. Probabilidade de Falha	112
Capítulo 7	119
Conclusões e Trabalhos Futuros	119
7.1. Considerações Finais	119
7.2. Trabalhos Futuros	121
Anexo A	123
Aplicação do Algoritmo de cálculo a uma amostra de 10 Transformadores de Potência AT/MT da EDP Distribuição	123
Anexo B	133
Casos de cálculo da Condição dos Enrolamentos	133
Referências.....	135

Lista de figuras

Figura 2.1- Transformador de Potência AT/MT.	5
Figura 2.2-Subsistemas do Transformador.	6
Figura 2.3-Esquema do núcleo tipo Core de um Transformador Trifásico. [4].....	7
Figura 2.4-Núcleo do Tipo Core de um Transformador Trifásico.	7
Figura 2.5- Esquema núcleo tipo Shell de um Transformador Trifásico. [4].....	8
Figura 2.6-Cuba do Transformador.....	11
Figura 2.7-Conservador.	11
Figura 2.8-Secador de Ar (Depósito de Sílica Gel).....	12
Figura 2.9-Radiadores de um Transformador.....	13
Figura 2.10-Ventilador.....	14
Figura 2.11-Travessias Média Tensão.....	14
Figura 2.12-Travessias Alta Tensão.	14
Figura 2.13-Travessia não capacitiva. [9]	15
Figura 2.14-Esquema Interno de uma Travessia Capacitiva.	16
Figura 2.15-Tomada Capacitiva de uma Travessia Capacitiva.	16
Figura 2.16-Comutação de tomadas por intermédio de uma reatância.	18
Figura 2.17- Comutação de tomadas por intermédio de resistências.	18
Figura 2.18-Comutador de Tensão em Carga.	19
Figura 2.19- Armário de acionamento do Comutador de Tensão em Carga.....	19
Figura 2.20- Contador de manobras e Indicador da tomada do Comutador de Tensão em Carga.....	19
Figura 2.21-Relé de Buchholz (perspetiva lateral). [11].....	21
Figura 2.22-Relé de Buchholz (visto de cima).	21
Figura 2.23-Termómetro do Óleo Isolante.	22
Figura 2.24-Válvula de Sobrepressão.....	23
Figura 2.25-Indicador do nível do óleo isolante.	23
Figura 2.26-Relé de Fluxo de Óleo do Comutador em Carga (RS1000).....	24
Figura 2.27-Localização do Relé de Fluxo de Óleo. [13]	24

Figura 2.28-Relé de Fluxo de Óleo RS2001. [14]	25
Figura 3.1-Taxa de avarias de um transformador em função do tempo de funcionamento. [15]27	
Figura 3.2-Principais mecanismos de degradação do papel isolante.....	29
Figura 3.3-Forma de onda típica de uma sobretensão de longa duração. [18]	31
Figura 3.4- Forma de onda típica de uma sobretensão de manobra. [18].....	31
Figura 3.5- Forma de onda típica de uma descarga atmosférica. [18]	32
Figura 3.6-Vestígios de esforços eletrodinâmicos nos enrolamentos.	33
Figura 3.7-Destruição total dos enrolamentos causada por violentos esforços eletrodinâmicos.	33
Figura 4.1-Formação de gases no óleo em função da temperatura do defeito. [19]	38
Figura 4.2- Recolha de uma amostra de óleo.	39
Figura 4.3- Triângulo de Duval.	40
Figura 4.4-Equipamentos para o ensaio de medição da Tensão Disruptiva.	41
Figura 4.5-Amostras de óleo de um transformador ao longo do processo de Regeneração. [24]	45
Figura 4.6-Equipamento para Secagem e Regeneração de óleo por “terras absorventes”. [25]46	
Figura 4.7-Comutador e Analisador de enrolamentos (Mala de Ensaio RMO60TD).....	51
Figura 4.8-Ligação da mala de ensaios à Terra.	52
Figura 4.9-Terminal da mala de ensaios para ligação à Terra.	52
Figura 4.10-Ligação da mala de ensaios ao comando do comutador.	53
Figura 4.11-Medidor da relação de transformação (Mala de Ensaio TRT63B).	54
Figura 4.12-Ligação da mala de ensaios a um transformador YNy0. [30].....	54
Figura 4.13-Terminais dos cabos de ligação à mala de ensaios.	55
Figura 4.14-Pinças de ligação às Travessias.....	55
Figura 4.15-Ligação das Pinças às travessias do transformador.	55
Figura 4.16-Regulação Imagem Térmica/Termómetro do óleo.	58
Figura 4.17-Resultado de ensaio de Varrimento em Frequência.	60
Figura 4.18-Equipamento de ensaio do FRA (M5400).	60
Figura 4.19-Inspeção Termográfica Travessia.....	61
Figura 4.20-Corrente do Motor de acionamento do comutador em carga. [31].....	62
Figura 5.1-Tipos de Manutenção aplicados a Transformadores de Potência AT/MT.....	64
Figura 5.2- Sistema de Monitorização do DGA (Modelo Kelman TRANSFIX). [32]	67
Figura 5.3-Sensor de Gases e Humidade (Modelo Hydran M2). [33].....	68
Figura 5.4-Equipamento para medição da capacidade interna e tg δ de travessias capacitivas. [34].....	68
Figura 5.5-Sensor de temperatura (Modelo TM1). [35]	69
Figura 5.6-Proteção Diferencial. [38].....	70
Figura 5.7-Descarregadores de Sobretensões (DST).	71
Figura 5.8-Haste de descarga regulável instalada numa Travessia AT. [39]	72
Figura 6.1-Evolução da Complexidade da Construção do algoritmo de cálculo de Índices de Saúde.	74

Figura 6.2-Escala numérica do Índice de Saúde do Transformador/Componentes.....	75
Figura 6.3-Exemplo de resultado obtido para avaliação da Condição do Óleo Isolante	79
Figura 6.4-Índice de Saúde relativo à Condição dos Enrolamentos-Situação 1.	82
Figura 6.5- Índice de Saúde relativo à Condição dos Enrolamentos-Situação 2.	83
Figura 6.6-HI relativo à Condição dos Enrolamentos-Situação 3.	84
Figura 6.7- Alarmes de DGA e Papel Isolante em mau estado.	85
Figura 6.8-HI relativo à Condição dos Enrolamentos-Situação 4.	85
Figura 6.9-HI relativo à Condição dos Enrolamentos-Situação 5.....	86
Figura 6.10- HI relativo à Condição do Núcleo-Situação 1.....	87
Figura 6.11-HI relativo à Condição do Núcleo-Situação 2.....	88
Figura 6.12- Alarme do Ensaio da Resposta em Frequência Negativo.....	88
Figura 6.13- HI relativo à Condição da Cuba.....	89
Figura 6.14-Alarme informativo da falta de ligação do transformador à Terra.	90
Figura 6.15- Exemplo prático da inserção dos dados relativos a um determinado Ponto Quente na Travessia.....	92
Figura 6.16- Alarme informativo da existência de um PQ com temperatura superior a 100°C. .	93
Figura 6.17- Índice de Saúde relativo ao Nível de Isolamento Interno do TP.	94
Figura 6.18- HI relativo ao Nível de Isolamento Externo do TP.	96
Figura 6.19-Índice de Saúde relativo ao Nível de Isolamento Externo do TP.	96
Figura 6.20- HI do Sistema de Refrigeração.	98
Figura 6.21- Índice de Saúde do Sistema de Refrigeração do Transformador.	99
Figura 6.22- HI relativo à condição do Seletor do Comutador em Carga.....	100
Figura 6.23- HI relativo à condição do Rutor do Comutador-Situação 1.	101
Figura 6.24- HI relativo à condição do Rutor do Comutador-Situação 2.	102
Figura 6.25- Índice de Saúde relativo ao Isolamento Interno do Comutador.	103
Figura 6.26-HI relativo à condição do Armário de Acionamento do Comutador.	104
Figura 6.27- Índice de Saúde do relativo à Condição do Armário de Acionamento do Comutador.....	104
Figura 6.28-Exemplo da impossibilidade de cálculo do HI por falta de informação.	106
Figura 6.29-Índice de Saúde do Transformador-Situação 1.....	106
Figura 6.30-Índice de Saúde do Transformador-Situação 2.....	107
Figura 6.31- Alarmes do algoritmo.....	108
Figura 6.32-Avisos do algoritmo.	108
Figura 6.33-Representação da Confiabilidade no algoritmo.	109
Figura 6.34-Índice de Saúde do Papel Isolante pelos dois Métodos de Avaliação.	111
Figura 6.35-Indicador da Probabilidade de Falha do Transformador no algoritmo.	117
Figura 6.36-Síntese do Transformador.	118
Figura A.1-Análise da Condição do TP I Subestação do Campo Alegre.	123
Figura A.2- Análise da Condição do TP III Subestação do Campo Alegre.	124
Figura A.3- Análise da Condição do TP I Subestação das Antas.	125
Figura A.4- Análise da Condição do TP III Subestação das Antas.	126

Figura A.5- Análise da Condição do TP I Subestação Paranhos.	127
Figura A.6- Análise da Condição do TP I Subestação da Vitória.	128
Figura A.7-Análise da Condição do TP I Subestação Campo 24 de Agosto.	129
Figura A.8- Análise da Condição do TP I Subestação Monte dos Burgos.	130
Figura A.9- Análise da Condição do TP I Subestação da Boavista.	131
Figura A.10- Análise da Condição do TP I Subestação da Lapa.	132

Lista de tabelas

Tabela 4.1- Gases analisados pelo DGA e defeitos associados.	38
Tabela 4.2- Concentrações limite de gases dissolvidos de um bom óleo isolante. [20]	39
Tabela 6.1-Modos de Falha associados às funções do Transformador.	75
Tabela 6.2-Modos de Falha associados à função de Transformar a Tensão AT em MT e Garantir Potência.	76
Tabela 6.3-Processos/Métodos de Avaliação.....	77
Tabela 6.4-Parâmetro de Avaliação da Condição do Óleo Isolante.	78
Tabela 6.5-HI relativo ao Grau de Corrosão da Cuba.	89
Tabela 6.6-HI relativo às Fugas de Óleo da Cuba.....	89
Tabela 6.7-HI relativo à Ligação da Cuba à Terra.....	89
Tabela 6.8-Pesos das condições avaliativas do Nível de Isolamento Interno do TP.	93
Tabela 6.9-HI relativo ao Estado Externo das Travessias.....	95
Tabela 6.10- HI relativo à Condição do Armário do Sistema de Refrigeração.	97
Tabela 6.11-HI relativo à Condição dos Ventiladores.....	97
Tabela 6.12-HI relativo à Condição dos Contactos do Rutor.	100
Tabela 6.13-HI relativo à existência de Óleo no Rutor.	100
Tabela 6.14-HI relativo à condição do Contador de Manobras.	103
Tabela 6.15-Indicadores dos Fatores Ambientais	113
Tabela 6.16- Indicadores dos Fatores Externos Impactantes	113
Tabela 6.17-Fatores que contribuem para o cálculo da Probabilidade de Falha.	114
Tabela 6.18- Probabilidades de ocorrência acontecimentos antecedentes.	115
Tabela B.1- Casos de cálculo da condição dos enrolamentos.	133

Lista de gráficos

Gráfico 1.1-Distribuição de Transformadores AT/MT EDP Distribuição segundo o tipo de Núcleo.	1
Gráfico 1.2-Distribuição de Transformadores AT/MT EDP Distribuição de acordo com o Fabricante.	2
Gráfico 1.3- Distribuição de Transformadores AT/MT EDP Distribuição de acordo com a Potência.	2
Gráfico 1.4-Idade dos Transformadores AT/MT EDP Distribuição.	2
Gráfico 3.1- Distribuição de falhas em Transformadores de Potência AT/MT segundo a GE. ..	28
Gráfico 3.2- Distribuição de falhas em Transformadores de Potência AT/MT segundo a Alstom.	28
Gráfico 4.1-Dpv em função da concentração de 2FAL de acordo com quatro estudos.	48
Gráfico 4.2- Resistência ohmica dos Enrolamentos – Ensaio Válido.	50
Gráfico 4.3-Resistência ohmica dos Enrolamentos – Ensaio Inválido.	50
Gráfico 4.4-Exemplo de Ripple resultante da comutação do comutador de tensão em carga. .	51
Gráfico 4.5-Resultados Relação de Transformação.	56
Gráfico 4.6-Desvios da Relação de Transformação.	56
Gráfico 4.7-Corrente de Excitação.	57
Gráfico 6.1-HI Papel Isolante em função da concentração de 2FAL.	80
Gráfico 6.2-HI Papel Isolante em função do DPv.	80
Gráfico 6.3-HI Interno da Travessia para Pontos Quentes Tipo A.	91
Gráfico 6.4- HI Interno da Travessia para Pontos Quentes Tipo B.	91
Gráfico 6.5-HI Interno da Travessia para Pontos Quentes Tipo C.	92
Gráfico 6.6-HI Travessia em função da tgδ.	95
Gráfico 6.7-Contribuições de cada Modo de Falha no cálculo do HI do Transformador.	105
Gráfico 6.8-Vida Restante do Transformador.	111
Gráfico 6.9-Relação Indicador/Idade no cálculo da Probabilidade de Falha.	112

Abreviaturas e Símbolos

°C	Graus Celsius
2FAL	Furfuraldeído
ADN	Ácido desoxirribonucleico
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
DBPC	Diterc-butil-p-cresol
DGA	Análise de gases dissolvidos (<i>dissolved gas analysis</i>)
DPv	Grau de Polimerização Viscosimétrico Médio
DST	Descarregador de Sobreensões
EDP	Energias de Portugal
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FRA	Resposta em Amplitude ao Varrimento em Frequência
Hz	hertz
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IFT	Tensão Interfacial
IP	Índice de Polarização
ISO	<i>International Standards Organization</i>
kV	Quilovolt
MT	Média Tensão
MVA	megavolt-ampere
ppm	Partes por milhão
PQ	Ponto Quente
SiC	Carboneto de Silício
TI	Transformador de Intensidade
TP	Transformador de Potência
V	volt
ZnO	Óxido de Zinco
ΔT	Variação de Temperatura
Ω	ohm

Capítulo 1

Introdução

1.1. A Empresa-EDP

A EDP-Energias de Portugal é uma empresa líder no setor da energia, que integra na sua cultura valores e compromissos com os seus clientes e com o ambiente. A visão da EDP, enquanto empresa global de energia, líder na criação de valor, inovação e sustentabilidade, é partilhada pelos seus colaboradores espalhados pelos quatro cantos do mundo. A EDP é o maior grupo industrial português, um dos maiores operadores energéticos da Península Ibérica e um dos maiores produtores mundiais de energia eólica.

A EDP Distribuição é a empresa do grupo EDP que tem como principais funções a distribuição de energia elétrica aos pontos de consumo (clientes), a manutenção das infraestruturas e de todos os equipamentos, de forma a assegurar a qualidade de serviço e gestão, com elevados padrões de qualidade técnica.

A iniciativa de desenvolver o tema do cálculo de índices de saúde, vida restante e probabilidade de falha de Transformadores de Potência AT/MT surgiu, tendo por base a atividade do Departamento de Manutenção, Planeamento e Controlo da EDP Distribuição, que tem a seu cargo, entre outras tarefas, a definição de estratégias para a gestão de Transformadores de Potência. A título de curiosidade, nos Gráficos seguintes é dada uma perspetiva do universo de transformadores AT/MT da EDP Distribuição. Verifica-se que os transformadores são maioritariamente do tipo Core, sendo os fabricantes predominantes a EFACEC e a SIEMENS. Ao nível da potência do transformador, este são geralmente de 20 e 31.5 MVA. Relativamente à idade, constata-se que cerca de 60% dos transformadores têm uma idade superior a 30 anos, sendo que apenas 10% têm uma idade inferior a 10 anos.

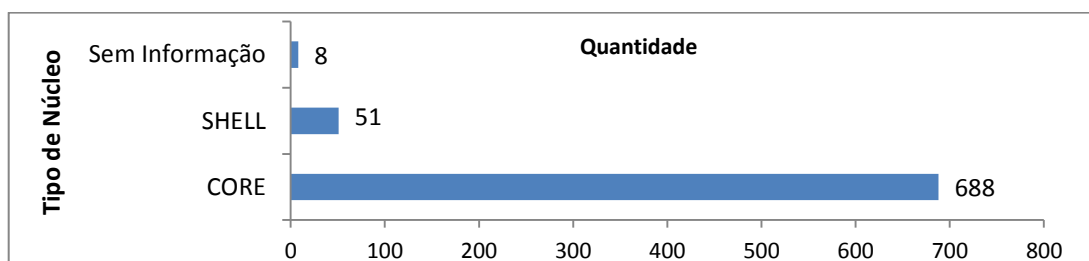


Gráfico 1.1-Distribuição de Transformadores AT/MT EDP Distribuição segundo o tipo de Núcleo.

2 Introdução

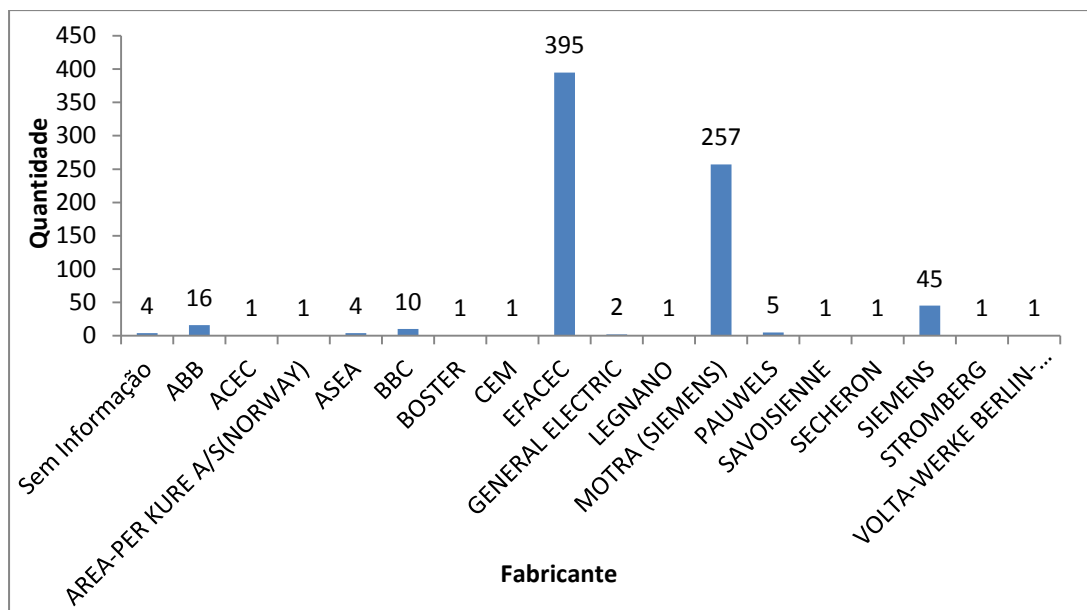


Gráfico 1.2-Distribuição de Transformadores AT/MT EDP Distribuição de acordo com o Fabricante.

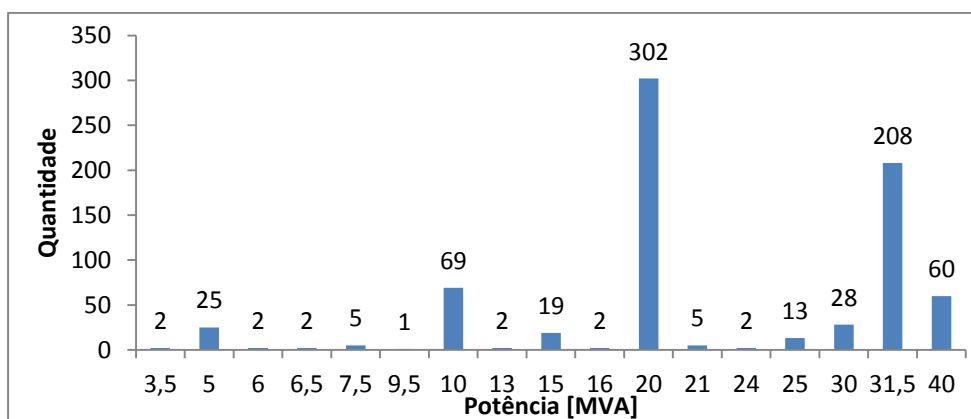


Gráfico 1.3- Distribuição de Transformadores AT/MT EDP Distribuição de acordo com a Potência.

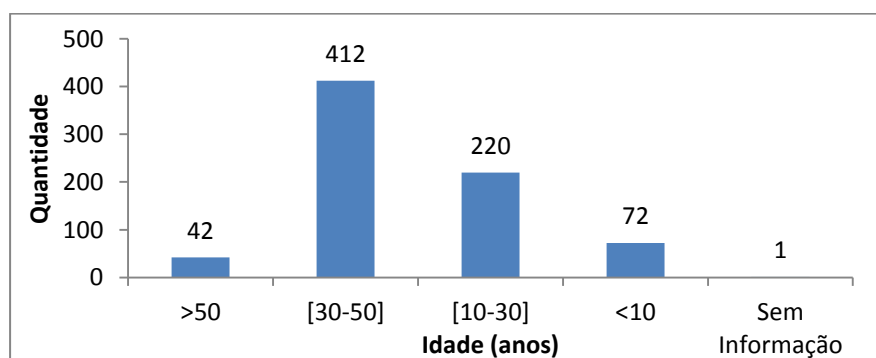


Gráfico 1.4-Idade dos Transformadores AT/MT EDP Distribuição.

1.2. Motivação e Objetivos

Os Transformadores de Potência AT/MT são equipamentos muito importantes, não só pelo elevado investimento que representam para uma empresa de distribuição de energia elétrica, mas sobretudo devido à imprescindibilidade da sua funcionalidade. É considerado o ativo mais

valioso de uma subestação, razão pela qual, estes fazerem-se acompanhar de uma intervenção criteriosa ao longo do seu período de vida útil.

Deste modo é possível explicar parte do motivo de nas últimas décadas ter havido um aumento gradual do estudo da máquina Transformador, nomeadamente no que diz respeito ao estudo do chamado Índice de Saúde (*Health Index*) do transformador. Estes equipamentos requerem igualmente elevadas medidas de segurança, por serem potencialmente perigosos em caso de falha. Por todas estas razões, o ciclo de vida do transformador de potência deve ser gerido com vista a garantir o seu melhor desempenho, em condições de segurança, otimizando os custos de investimento e de manutenção, isto com o objetivo principal de assegurar e mesmo prolongar a vida útil da máquina com elevados índices de fiabilidade.

Para se ter como parâmetro o índice de saúde de um transformador, é necessário conhecer o ativo, não só em termos da sua constituição como também as suas funções, modos de falha e causas das falhas que o afetam, de modo a determinar quais os parâmetros e fatores que condicionam verdadeiramente a condição/saúde de um ativo. Pretende-se ao longo do presente trabalho desenvolver um algoritmo capaz de calcular o índice de saúde, vida restante e probabilidade de falha de transformadores de Potência AT/MT. Por fim, este será aplicado a uma amostra de transformadores que compõem o parque de transformadores da EDP Distribuição.

1.3. Estrutura da Dissertação

A presente Dissertação está estruturada em 7 capítulos.

No Capítulo introdutório expõem-se os objetivos e motivações, bem como a empresa que propôs a realização deste tema de Dissertação. No Capítulo 2 são descritos os aspetos construtivos de um Transformador de Potência AT/MT. Seguidamente são apresentados os modos de falha de um transformador, correspondendo o tema ao Capítulo 3. Digamos que os três capítulos iniciais correspondem ao estado da arte da Dissertação, uma vez que com eles pretende-se enquadrar o tema na essência do equipamento alvo de estudo.

No Capítulo 4 são apresentados os métodos de diagnóstico para avaliação da condição de transformadores.

No capítulo seguinte, Capítulo 5, são abordados aspetos referentes aos tipos de manutenção aplicados a este tipo de equipamentos. São também analisados alguns sistemas capazes de monitorizar o desempenho do ativo. É feita uma pequena abordagem aos principais sistemas de proteção associados a um transformador.

O Capítulo 6 contém todos os aspetos relacionados com o algoritmo de cálculo, onde são explicados todos os pontos necessários para o cálculo do índice de saúde, vida restante e probabilidade de falha de transformadores.

Por fim, no Capítulo 7, são discutidas as conclusões que possam ser retiradas da análise dos resultados fornecidos pelo algoritmo de cálculo, sendo prospetivados futuros trabalhos que possam ser realizados no âmbito deste tema de Dissertação.

Capítulo 2

O Transformador de Potência AT/MT

Os transformadores de potência são ativos imprescindíveis para o sistema elétrico de energia, pois através deles é possível assegurar a transmissão e transformação de energia elétrica. A sua principal finalidade é a conversão de um determinado nível de tensão noutro nível de tensão, podendo este, ser mais elevado ou mais baixo. No caso em concreto, pretendemos efetuar um abaixamento de tensão, ou seja transformar a alta tensão em média tensão. No sistema elétrico de energia podemos encontrar diversos tipos de transformadores. Estes podem ser de dois tipos: monofásicos ou trifásicos, dependendo da finalidade do equipamento. Os transformadores utilizados em subestações AT/MT são trifásicos, colocados no exterior, com os enrolamentos em cobre, imersos em óleo isolante com um isolamento uniforme. [1]



Figura 2.1- Transformador de Potência AT/MT.

2.1. Aspetos Construtivos

Ao analisarmos um transformador de potência podemos dividi-lo em vários blocos funcionais, sendo certo, que o seu estado global, o seu desempenho e a sua vida útil são afetados pelo estado de cada um desses blocos funcionais. Na Figura 2.2, apresentamos os subsistemas constituintes do transformador.

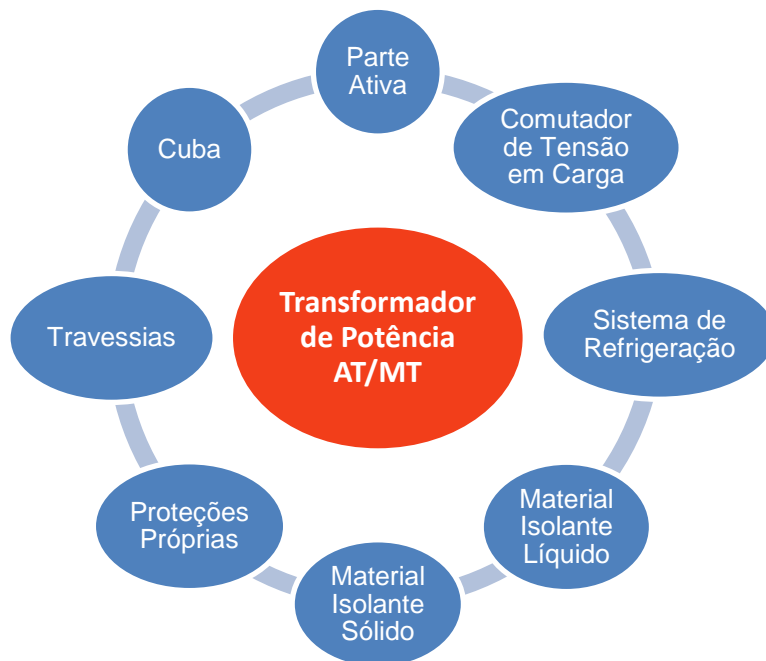


Figura 2.2-Subsistemas do Transformador.

2.1.1. Parte Ativa

Geralmente denomina-se de parte ativa, toda a parte do transformador responsável pelo funcionamento eletromagnético, ou seja, o núcleo magnético do ativo, no qual circulam os fluxos magnéticos, e os enrolamentos que são o local onde se criam as tensões e correntes de funcionamento.

2.1.1.1. Núcleo Magnético

O núcleo magnético do transformador é formado por uma liga de aço-silício garantindo uma elevada permeabilidade magnética e resistência mecânica. A sua estrutura é laminar, ou seja, formada por chapas finas, devendo estas ser isoladas eletricamente entre si. Desta forma conseguimos reduzir as perdas provocadas pelo efeito de Foucault. Devido ao facto do caminho de fluxo magnético no núcleo ser repartido, surgem nas chapas que o compõem, pequenos espaços chamados de entreferros, os quais dificultam o estabelecimento do fluxo magnético, isso porque os entreferros estão posicionados perpendicularmente à posição de estabelecimento do fluxo magnético. A técnica de empilhamento de chapas ajuda a diminuir as perdas dos entreferros. Associado ao núcleo existem também as chamadas perdas por histerese, as quais resultam da energia necessária para compensar a última magnetização que o material adquiriu quando este foi exposto a um determinado campo magnético. Este campo

que permanece no núcleo do transformador não é agradável para o seu bom funcionamento, uma vez que o fluxo magnético gerado pelo enrolamento primário não será o mesmo que o “enviado” para o enrolamento secundário, isto porque a intensidade e direção do fluxo magnético são influenciados. As perdas de Joule surgem devido ao aquecimento dos enrolamentos quando circula uma determinada corrente, estando a estes associada uma determinada resistência.

As perdas do núcleo, provocadas fundamentalmente pelo efeito de Foucault e pela Histerese, levam ao aquecimento do transformador, razão pela qual o núcleo necessita de espaços, de modo a possibilitar-se a circulação do fluido dielétrico, favorecendo a libertação do calor gerado pelas perdas. [2]

O tipo de construção do núcleo diferencia dois grandes grupos de transformadores: os transformadores do tipo Core e do tipo Shell.

O transformador de núcleo tipo Core (núcleo de colunas) é apresentado na Figura 2.3. Neste tipo de montagem, os enrolamentos são construídos em forma cilíndrica e montados concentricamente em torno do núcleo. Geralmente, o enrolamento de média tensão (MT) é o cilindro interno (mais próximo ao núcleo) e o de alta tensão (AT) o cilindro externo. A divisão dos enrolamentos em três colunas, é feita para equilibrar o peso do equipamento e para melhor aproveitamento da distribuição do fluxo magnético. [3]

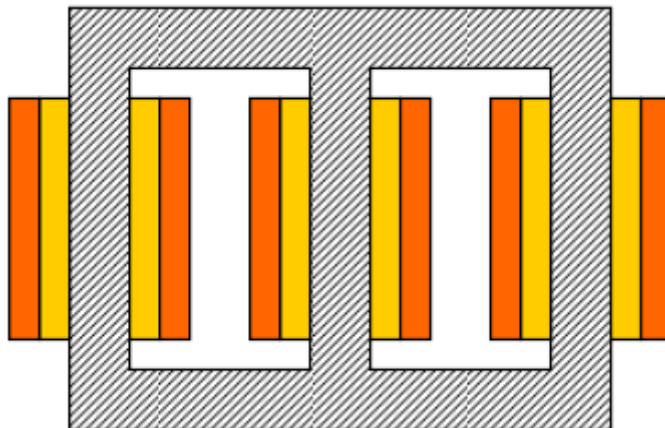


Figura 2.3-Esquema do núcleo tipo Core de um Transformador Trifásico. [4]



Figura 2.4-Núcleo do Tipo Core de um Transformador Trifásico.

A outra forma de construção é conhecida por núcleo do tipo Shell (núcleo couraçado), apresentado na Figura 2.5. Nesta construção, os enrolamentos são feitos em forma de disco e montados numa configuração “sanduíche”, onde os enrolamentos de alta e média tensão se alternam em camadas. O núcleo possui colunas centrais por onde circula o fluxo magnético total e este divide-se em duas colunas laterais que envolvem os enrolamentos. Cada uma das colunas laterais possui a metade da secção reta das colunas centrais. Os transformadores do tipo Shell têm uma maior robustez mecânica que os de tipo Core. Não obstante, para transformadores de potência AT/MT, esta montagem não é economicamente viável, isto quando comparada aos transformadores tipo Core, devido não só à complexidade de montagem dos enrolamentos, como também aos custos associados aos materiais utilizados na construção deste tipo de transformadores trifásicos. [3]

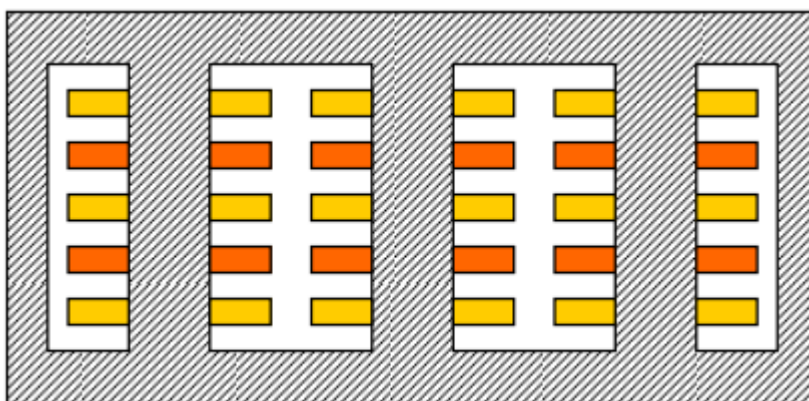


Figura 2.5- Esquema núcleo tipo Shell de um Transformador Trifásico. [4]

Principais Características Transformador do Tipo Core [5]:

- Enrolamentos concêntricos, constituídos por bobinas cilíndricas, de pequena espessura e grande superfície. Todas isoladas entre si por barreiras de cartão, com réguas e calços de cartão permitindo o arrefecimento do óleo isolante.
- Circuito magnético de secção aproximadamente circular, constituído por chapas dispostas verticalmente.
- Estrutura de aperto do círculo magnético e bobinagens dimensionados para suportar os esforços de curto-circuito. Permite, a retirada do interior da cuba, da parte ativa e a elevação do transformador completo.

Principais Características Transformador do Tipo Shell [5]:

- Enrolamentos imbricados, constituídos por bobinas retangulares, de pequena espessura e grande superfície. Todas isoladas entre si por barreiras de cartão, com calços de cartão permitindo o arrefecimento do óleo isolante;
- Circuito magnético retangular, constituído por chapas de dimensão única e dispostas horizontalmente. Totalmente protegido por um ecrã electrostático ligado à terra;

- Cuba superior que assegura a compressão do circuito magnético e das fases. Esta construção particular permite o transporte quer na posição vertical, quer na horizontal;
- Possibilidade de construção em fases separadas, ou seja, transformador trifásico formado por três conjuntos monofásicos ligados por uma tampa comum, que recebe as travessias e as ligações entre fases e o comutador de tensão em carga.

2.1.1.2. Enrolamentos

Os enrolamentos são geralmente constituídos por cobre eletrolítico ou alumínio. O cobre é o mais utilizado no fabrico dos enrolamentos devido à sua capacidade mecânica, elevada condutividade e, um custo satisfatório para as características que este material oferece. Em transformadores de potência, tal como é referido, é utilizado preferencialmente o cobre eletrolítico sob a forma de barras isoladas com papel isolante, tipicamente de papel *Kraft*.

Sendo o transformador de potência do tipo Core ou Shell a disposição das barras é feita paralelamente ao longo do enrolamento. Denomina-se primário, o enrolamento no qual se efetua a alimentação e de secundário ao outro enrolamento, também conhecido como enrolamento de baixa tensão em transformadores de potência AT/MT.

2.1.2. Materiais Isolantes Sólidos

Quando falamos em matérias isolantes sólidos de um transformador, estamos a referir-nos na maioria das vezes ao papel isolante. O papel isolante utilizado maioritariamente em transformadores é o chamado papel *Kraft*, formado essencialmente por moléculas de celulose, o qual é utilizado no isolamento entre espiras e entre os enrolamentos do transformador, criando assim vias de refrigeração para a circulação do óleo, servindo também como suporte mecânico. A utilização deste material é hoje utilizado em larga escala, uma vez que este possui características aliciantes como o seu baixo custo e fácil obtenção, aliando ainda as suas boas propriedades mecânicas e elétricas quando imerso no óleo isolante do transformador. Portanto, consegue-se com este tipo de papel assegurar ótimas características dielétricas conferindo uma boa estabilidade em termos mecânicos, uma vez que este papel isolante não tende a deformar-se quando impregnado em óleo isolante.

É importante salientar que existem situações em que há a necessidade de garantir uma maior resistência mecânica, pelo que por vezes, pode ser utilizado o chamado cartão de Kraft e também madeira laminada garantindo-se assim uma maior solidez mecânica.

2.1.3. Material Isolante Líquido (Óleo Isolante)

O óleo isolante utilizado em transformadores é proveniente dos combustíveis fósseis, especificamente do petróleo, sendo obtido por Hidrogenação Catalítica e Tratamento Ácido. [6] Através dos processos de obtenção do óleo isolante consegue-se um óleo constituído exclusivamente por hidrocarbonetos. A sua utilização justifica-se por este ser o meio mais eficaz para a absorção do calor da parte ativa do transformador, transmitindo esse mesmo calor para as superfícies exteriores, as quais podem ter um arrefecimento natural ou forçado. Concluímos portanto que uma das suas funções é a dissipação de calor do interior do transformador. Outra utilidade do óleo está relacionada com o facto de ser um material

imprescindível para o sistema de isolamento elétrico do ativo, pois este confere ao isolamento sólido uma maior consistência e eficiência. Essa eficiência consegue-se pela livre circulação do óleo entre enrolamentos e resultante impregnação do papel isolante. O óleo isolante é o ADN do transformador pois através dele é possível conhecer as condições de operação do equipamento que estão em contacto com óleo isolante, através da detecção de substâncias ou gases presentes no mesmo. A partir dessas substâncias ou gases podem ser feitas análises e retirar conclusões acerca do tipo de avaria e qual a sua gravidade para o normal funcionamento do transformador.

Fazendo um paralelismo entre um transformador e o ser humano, chegamos à conclusão que tal como o sangue de um ser humano pode indiciar uma determinada doença/problema, também o óleo de um transformador pode indicar que este tem alguma anomalia/defeito.

Estes aspetos serão abordados mais à frente.

Um bom óleo isolante para um transformador deve ser portador das seguintes características [6]:

- Viscosidade adequada para permitir que a sua capacidade de dissipação de calor e circulação não seja comprometida;
- Resistência à oxidação para prolongar o bom estado do equipamento;
- Elevada rigidez dielétrica para este conseguir suportar as solicitações que a que poderá ser submetido em serviço;
- Baixa reatividade química;
- Resistência ao fogo.

2.1.4. Cuba

Uma das funções da cuba é conferir proteção mecânica e de suporte a diversos componentes do transformador de potência, tendo por isso que ser dimensionada de maneira a suportar todos os esforços mecânicos. É no interior da cuba que se encontra o óleo isolante e nela está imersa a parte ativa do transformador. A cuba deve ser estanque, em primeiro lugar para evitar o derrame de óleo, impedindo assim possíveis incêndios nos equipamentos, isto porque o fluido é inflamável. Em segundo lugar, a cuba deve ser estanque para não permitir o contacto do óleo isolante com humidade, poeiras ou com a própria atmosfera, pois degradam as características dielétricas do mesmo. É na cuba que se efetua a ligação à terra das partes metálicas do transformador.



Figura 2.6-Cuba do Transformador.

2.1.4.1. Conservador

Ainda em relação à cuba, é fulcral especificar que esta deve estar praticamente toda preenchida de óleo isolante, não só por questões de segurança, como também para o bom funcionamento do transformador. Por este motivo é necessário existir no transformador um conservador. Este equipamento é visto como um anexo da cuba do transformador, o qual é necessário para a compensação da variação do volume do óleo isolante nas variações de temperatura do ativo, permitindo compensar as dilatações ou contrações do volume deste, em função das variações da temperatura. A variação do volume de óleo é colmatada com a entrada e saída de ar do conservador, através de um tubo ligado ao exterior.



Figura 2.7-Conservador.

O facto de haver a possibilidade de contacto direto entre o óleo isolante e a atmosfera é preocupante, uma vez que esse contacto pode conduzir à entrada de partículas e humidade que levam à degradação do mesmo. Existem, no sentido de evitar e atenuar as consequências deste problema, componentes tais como o chamado “secador de ar”, também conhecido como exsiccador. O “secador de ar” é formado por um depósito de sílica gel no tubo do conservador ligado ao exterior para eliminar a maior quantidade possível de humidade.



Figura 2.8-Secador de Ar (Depósito de Sílica Gel).

2.1.5. Sistema de Refrigeração

Como é sabido, é inevitável a existência de aquecimento em qualquer máquina elétrica durante o seu funcionamento, sendo que o transformador, como é natural, não foge à regra. É por isso necessário dotar o equipamento de um sistema de refrigeração, que será tão mais complexo quanto maior a exigência das suas condições de exploração e ambientais. Evita-se com o sistema de refrigeração que se atinjam temperaturas elevadas, ao ponto de prejudicarem o correto funcionamento do transformador e, acima de tudo, de originarem falhas no mesmo. A capacidade de arrefecimento do transformador impede também que em termos operacionais o equipamento não fique limitado quanto ao seu nível de carga.

2.1.5.1. Radiadores

Tal como referido, o transformador em operação aquece, provocando o aquecimento do meio envolvente, o óleo isolante. Havendo um aquecimento do óleo surge um aumento do volume, passando a ocupar uma posição mais alta na cuba do transformador. Ocorrendo um aquecimento excessivo do óleo, este pode atingir a parte superior da cuba dando-se consequentemente o contacto do óleo com a tubagem dos radiadores, levando à entrada do fluido para os radiadores. Estando o óleo isolante no interior da tubagem dos radiadores, este vai gradualmente perdendo a temperatura sob a forma de calor para o exterior, devido à existência de contacto do ar atmosférico com as paredes do radiador. [7] Com o decorrer do tempo a temperatura do óleo vai diminuindo, passando este a ocupar posições mais baixas no interior da tubagem dos radiadores, regressando ao estado normal.



Figura 2.9-Radiadores de um Transformador.

2.1.5.2. Ventiladores

A tarefa dos radiadores pode ser facilitada se agregado a este sistema de refrigeração existir um sistema de ventilação.

O óleo isolante pode ser forçado a circular através da utilização de uma bomba de circulação.

O sistema de refrigeração de um transformador de potência pode então ser composto pelos radiadores, ventiladores para ventilação forçada e bomba para forçar a circulação do óleo isolante.

Assim o sistema de refrigeração de um transformador de potência pode ser identificado de acordo com o modo de refrigeração/circulação a que este está sujeito, modos que são apresentados de seguida [8]:

- ONAN - Óleo isolante natural arrefecimento natural;
- ONAF - Óleo isolante natural arrefecimento forçado;
- OFAF - Óleo isolante com circulação forçada, arrefecimento forçado;
- OFWF - Óleo isolante com circulação forçada, arrefecimento forçado por intermédio de água.

A eficiência do sistema de refrigeração é de uma importância vital para o bom funcionamento do transformador, porque o aumento desta eficiência leva a um aumento da potência que o transformador poderá fornecer, uma vez que o regime de carga admissível por este, está dependente da capacidade de dissipar o calor. Assim sendo, a capacidade do transformador libertar o calor existente no seu interior influencia as condições de exploração. O arrefecimento do equipamento previne o aumento do envelhecimento dos seus constituintes, nomeadamente, do papel e óleo isolante.



Figura 2.10-Ventilador.

2.1.6. Travessias

As travessias são componentes que têm a função de assegurar a passagem dos condutores exteriores para os condutores interiores de ligação aos enrolamentos do transformador. Esta ligação é de certa forma crítica, porque tem de ser feita atravessando a cuba do transformador, garantindo as características estanque bem como o isolamento elétrico do transformador. Em transformadores de Potência AT/MT podemos encontrar travessias de alta e média tensão, que apesar de estarmos perante média tensão, estas travessias são por vezes denominadas como sendo travessias BT. Dependendo da configuração dos enrolamentos do ativo este pode ou não possuir travessia de neutro. Nas figuras 2.11 e 2.12 estão presentes travessias de alta e de média tensão.



Figura 2.11-Travessias Média Tensão.



Figura 2.12-Travessias Alta Tensão.

As características que definem o tipo de travessias de alta tensão a instalar, dependem da tensão nominal, dos materiais, dos meios isolantes e do ambiente no qual serão instaladas. De uma maneira geral, as travessias podem ser divididas em dois grandes grupos: as travessias não capacitivas e as travessias capacitivas.

2.1.6.1. Travessias não Capacitivas

Uma travessia não capacitiva pode ser vista como um condutor revestido por um material isolante como a porcelana, o vidro e o papel. Este tipo de travessia é utilizado geralmente em terminais cujo nível de tensão é inferior a 15kV. Uma das suas grandes desvantagens está relacionada com o facto de haver uma grande concentração do campo elétrico no seu interior que pode originar descargas parciais, comprometendo a condição da mesma.

Para ultrapassar este problema pode-se aumentar o tamanho da travessia, nomeadamente, em situações em que o nível de tensão é superior a 15kV. Tal situação é incomportável em termos construtivos uma vez que para níveis de tensão superiores a 60kV o seu tamanho seria exageradamente grande, o que ao nível da segurança de funcionamento do transformador e da própria construção deste tipo de travessias, se torna totalmente inviável.

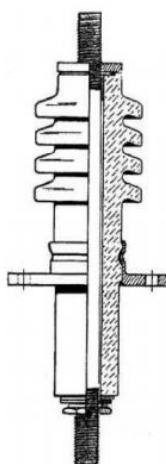


Figura 2.13-Travessia não capacitiva. [9]

2.1.6.2. Travessias Capacitivas

As travessias capacitivas são utilizadas maioritariamente em situações em que temos tensões superiores a 60kV, podendo estas ser também encontradas nos 30kV. O material isolante que mais se utiliza neste tipo de travessias é o papel, podendo este ser resinado (RBP), impregnado com óleo (OIP) ou impregnado em resina (RIP). O papel é colocado em camadas juntamente com uma liga metálica, formando uma série de condensadores concêntricos, que são distribuídos entre o condutor central da travessia e a flange de montagem. [10] Para estes níveis de tensão a travessia é normalmente ligada à terra.

Uma travessia é caracterizada por dois valores de capacidade que são a capacidade 1 (C1) e a capacidade 2 (C2). C1 é a chamada capacidade principal e encontra-se entre o condutor e a camada C1 ligada à tomada capacitiva, permitindo efetuar a conexão de todos os equipamentos de ensaio. C1 corresponde ao valor da capacidade série, resultante das diversas camadas da travessia. C2 é a capacidade entre a tomada capacitiva que está ligada á

camada C1 e a camada C2. Por vezes, as travessias utilizadas em níveis de tensão mais baixos não possuem a camada C2, sendo C2 correspondente ao isolamento entre C1 e a flange de montagem da travessia. Para facilitar a percepção da estrutura interna de uma travessia capacitiva, apresenta-se a Figura 2.14.

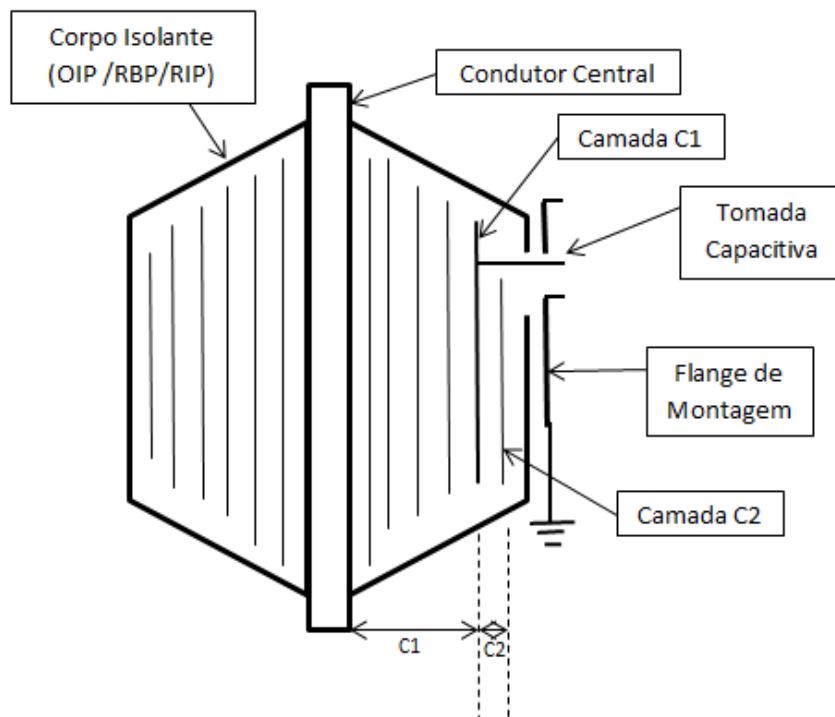


Figura 2.14-Esquema Interno de uma Travessia Capacitiva.

A tomada capacitiva permite conectar a travessia para efetuar medições/ensaios importantes para o estudo da condição da mesma, como por exemplo o fator de dissipação dielétrico ($\text{tg}\delta$) e a Capacidade. É imprescindível que a tampa da tomada fique perfeitamente colocada sob pena de se quebrar a ligação à terra. No caso de se interromper essa ligação, existe a possibilidade de se alcançarem tensões muito elevadas na tomada, tensões que esta poderá não suportar. Quando tal acontece pode ocorrer a explosão da travessia. [10] É importante referir que um aumento anormal de C1 indicia uma degradação parcial das camadas internas de uma travessia, que por sua vez indicia a existência de uma anomalia.

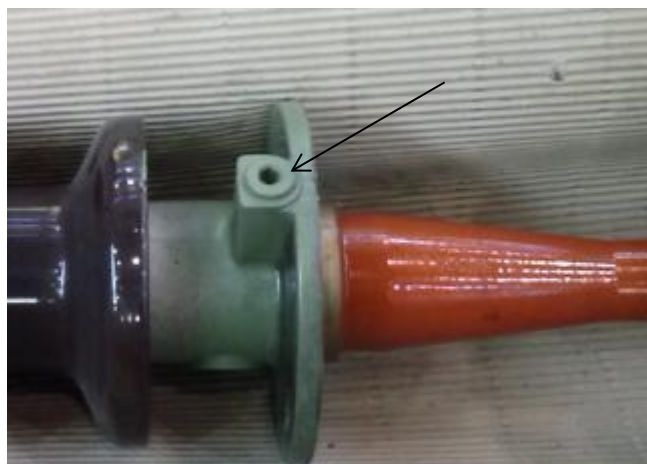


Figura 2.15-Tomada Capacitiva de uma Travessia Capacitiva.

Por vezes as empresas distribuidoras adotam a prática de ter em *stock* uma determinada quantidade de travessias, a qual nem sempre é útil para a travessia e para o transformador. A viabilidade desta prática depende muito da forma como a travessia é armazenada, pois caso esta fique disposta horizontalmente, origina uma concentração do óleo isolante nalgumas zonas da travessia, deixando outras partes sem contacto com óleo, podendo estas corresponder ao condensador, ou seja, o problema é a má distribuição do óleo isolante na travessia. Ficando muito tempo o condensador sem contacto com o óleo, este degrada-se consideravelmente. Um erro claro nestas situações é colocar esta travessia em serviço sem se terem efetuado quaisquer ensaios para verificar a sua real condição. A travessia deve ser guardada numa posição vertical, mergulhando o terminal inferior em óleo isolante.

Com as travessias capacitivas do tipo RIP não se corre esse risco, uma vez que a resina mantém-se distribuída de uma forma praticamente uniforme ao longo do interior da travessia, independentemente da sua disposição em armazém. Comparando custos entre as travessias capacitivas, temos que as travessias RIP são mais caras que as travessias do tipo OIP, porque nas travessias do tipo RIP não existem fugas de óleo, não existe o risco de explosão, têm uma elevada estabilidade mecânica, facilidade de transporte e armazenamento, além de permitirem a exploração mesmo em situações em que o isolador externo está danificado. [10]

2.1.7. Comutador de Tensão em Carga

O Comutador de Tensão em Carga é um equipamento fundamental para o funcionamento de um transformador AT/MT, pois através dele é possível garantir, dentro de certos limites, um determinado patamar de tensão, de modo a compensar a variação da mesma, resultante dos valores de carga no momento. Este “jogo” entre a regulação do nível de tensão em função da carga consegue-se através da variação no número de espiras nos enrolamentos, sendo que esta regulação é feita em carga. Efetua-se portanto uma variação da razão de transformação do transformador. É no enrolamento de alta tensão que é efetuada a regulação, onde estão ligadas uma determinada quantidade de tomadas. A cada tomada está associada uma quantidade de espiras. A tomada do comutador em que um transformador se encontra está então dependente da carga que este está a suportar no momento.

É importante realçar que a mudança de tomada é um processo complexo, e a sua alteração não é realizada de forma independente, uma vez que se interrompe a corrente de carga desse enrolamento. Para resolver esta situação, a ligação de uma tomada à outra é feita por intermédio de uma impedância, na forma de reatância ou de resistência. A existência de uma impedância na transição faz com que haja uma automática transferência de corrente de carga de uma tomada para a outra, sem alterar o seu valor. Assim, consegue-se assegurar o princípio da ligação à tomada seguinte, antes de se quebrar a ligação da tomada anterior. A impedância é importante também para dissipar/limitar a corrente que resulta do fecho das ligações entre tomadas. Nas figuras seguintes estão presentes os dois tipos de impedâncias utilizadas no auxílio da manobra de comutação.

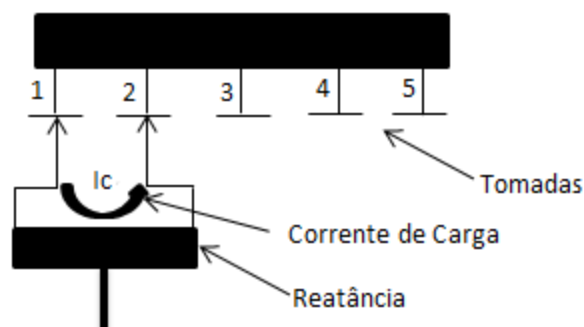


Figura 2.16-Comutação de tomadas por intermédio de uma reatância.

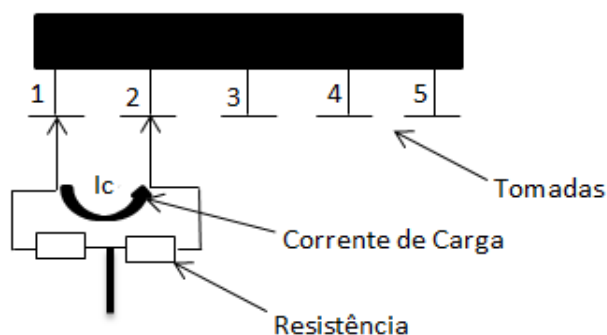


Figura 2.17- Comutação de tomadas por intermédio de resistências.

De uma maneira geral, o comutador de tensão em carga é constituído por um dispositivo de comutação que é normalmente denominado por rutor, o seletor, que efetua a seleção de tomadas e um mecanismo de acionamento do motor.

O funcionamento do comutador de tensão em carga é, sinteticamente, enumerado infra:

1) O seletor de tomadas efetua a seleção da tomada que se pretende selecionar, a qual está sem carga.

2) Depois de efetuada essa seleção da tomada, haverá uma comutação do rutor transferindo a corrente de carga da tomada atual para a tomada anteriormente selecionada pelo seletor de tomadas.

Repare-se que tanto os contactos do rutor como as impedâncias de transição estão imersos no óleo isolante próprio do compartimento do rutor. É importante que não haja mistura de óleo do compartimento de comutação com o óleo da cuba do transformador, evitando-se assim possíveis cenários de contaminação. O tempo de comutação do rutor é da ordem das dezenas de milissegundos.



Figura 2.18-Comutador de Tensão em Carga.



Figura 2.19- Armário de acionamento do Comutador de Tensão em Carga.

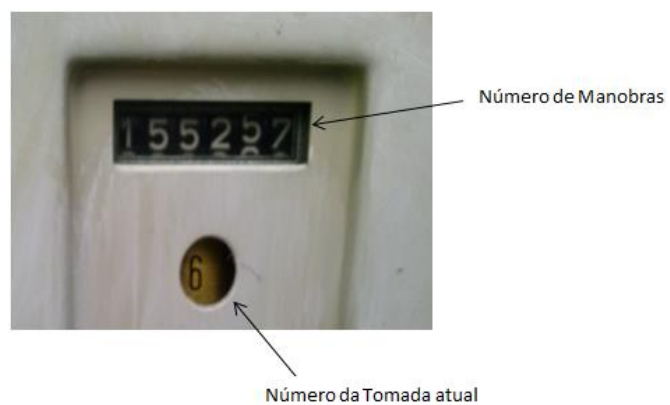


Figura 2.20- Contador de manobras e Indicador da tomada do Comutador de Tensão em Carga.

2.1.8. Proteções Próprias

A utilização de proteções próprias visa minimizar a ocorrência de falhas, uma vez que algumas permitem a visualização da informação, permitindo assim uma rápida detecção e avaliação, intervindo imediatamente no caso de haver uma eventual anomalia, sem que esta evolua descontroladamente. Algumas proteções têm geralmente associados sistemas de alarme, que são acionados no caso de se verificar algum parâmetro invulgar, levando nalguns casos à atuação de proteções específicas. Podemos afirmar que estes equipamentos constituem um contributo imprescindível para o correto funcionamento do transformador, pois através deles é possível, de certa forma, controlar o seu funcionamento alertando aquando da existência de situações adversas. É importante que as proteções próprias estejam em bom funcionamento para não se efetuarem leituras erradas do verdadeiro estado do transformador, evitando atuações indevidas dos equipamentos. O correto funcionamento das proteções próprias deve auxiliar a proteção do transformador sempre que estas são solicitadas e não originar uma perda de fiabilidade caso estas nos emitam informações erradas.

De seguida, serão listadas as proteções próprias maioritariamente utilizadas em transformadores de potência AT/MT e será explicada qual a utilidade da sua utilização no desempenho do mesmo:

- Rele de Buchholz;
- Termómetros do óleo;
- Imagem Térmica (Termómetro enrolamentos);
- Válvula de sobrepressão;
- Indicador do nível de óleo;
- Relé de fluxo de óleo.

2.1.8.1. Relé de Buchholz

O relé de Buchholz é um equipamento utilizado para proteger aparelhos elétricos que exerçam a sua função imersos em líquidos, daí a sua utilização em transformadores de potência. O relé de Buchholz é utilizado em transformadores para detetar quantidades anormais de gases no óleo, os quais resultaram de fenómenos como sobrecargas e defeitos internos ocorridos no ativo. Este tipo de relé é geralmente instalado entre a cuba do transformador e o conservador sendo composto exteriormente por ferro fundido que possui duas aberturas laterais. No seu interior, encontram-se duas boias, dispostas uma sobre a outra. Quando existe dentro do transformador uma produção lenta de gás, o relé sente este acréscimo de quantidade de gás e a boia superior desce. Havendo uma grande produção de gás, a boia inferior sente este acréscimo intenso de gás e atua antes mesmo que os gases formados atinjam o relé. [8]

Boia Superior

- Atua quando há produção lenta de gás;
- Ativa um alarme;
- Verifica-se o estado do gás:
 - Se o gás for inflamável significa que ocorreu um defeito interno;
 - Se o gás não for Inflamável significa que a atuação da boia se deve à existência de ar ou humidade no óleo.

As produções lentas de gás verificam-se em situações de sobrecarga e de redução dos níveis do óleo isolante.

Boia Inferior

- Atua quando há grandes bolhas de gás (elevada produção de gás);
- Faz disparar imediatamente um disjuntor retirando o transformador de serviço.

Estas situações extremas podem ser explicadas pela ocorrência de defeitos internos como curto-circuitos nos enrolamentos, ou mesmo por rutura destes, levando à formação de um arco elétrico, que por sua vez origina a formação de uma considerável quantidade de gases.



Figura 2.21-Relé de Buchholz (perspetiva lateral). [11]



Figura 2.22-Relé de Buchholz (visto de cima).

2.1.8.2. Termómetro do Óleo Isolante

A medição da temperatura do óleo é uma das principais práticas que auxiliam no diagnóstico e análise do estado de transformadores de potência, uma vez que uma temperatura anormal pode indiciar uma anomalia interna. No caso da medição da temperatura do óleo, o sistema termómetro é constituído por sensores que estão imersos no mesmo. A leitura da temperatura não acarreta quaisquer limitações, conseguindo-se assim uma correta leitura da grandeza, a não ser que haja um defeito do próprio termómetro de leitura.



Figura 2.23-Termómetro do Óleo Isolante.

2.1.8.3. Imagem Térmica (Termómetro dos enrolamentos)

No caso da medição da temperatura dos enrolamentos esta pode ser feita através da chamada Imagem Térmica (Termómetro dos enrolamentos), a qual permite que se efetue uma estimativa da temperatura dos enrolamentos. O termo imagem deve-se ao facto de o termómetro nos fornecer indiretamente a temperatura, neste caso a temperatura do enrolamento. Tanto os termómetros do óleo como os termómetros dos enrolamentos possuem contactos auxiliares reguláveis. Estes contactos reguláveis permitem definir limites de temperatura para o arranque do sistema de refrigeração, ativação do alarme e disparo das proteções do transformador.

O termómetro de Imagem Térmica é constituído por uma resistência de aquecimento e um sensor de temperatura. Ambos os componentes estão colocados dentro de um compartimento e montados num buraco protetor imerso numa câmara de óleo. O termómetro é colocado na tampa do transformador, indicando assim a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, uma vez que a resistência de aquecimento é alimentada por um transformador de corrente que está associado ao enrolamento secundário do transformador.

2.1.8.4. Válvula de Sobrepressão

A válvula de sobrepressão é um equipamento que é utilizado para limitar e eliminar rapidamente valores de pressão excessivos. Quando o valor da sobrepressão é eliminado, a válvula regressa à sua posição normal, estando apta a eliminar novas sobrepressões. As válvulas podem ser colocadas na tampa ou na parede lateral da cuba do transformador.

Estas sobrepressões surgem na sequência de um aumento significativo da formação de gases, após ocorrência de fenómenos como os curto-circuitos. Também o enchimento indevido de óleo, pode originar uma sobrepressão. A válvula de sobrepressão é constituída por uma mola acompanhada por um sistema que amplifica instantaneamente a força de atuação. Após a eliminação da pressão excessiva a válvula fecha-se automaticamente, inviabilizando assim a entrada de partículas externas e de humidade no interior do transformador. [12]



Figura 2.24-Válvula de Sobrepressão.

2.1.8.5. Indicador do Nível do Óleo

O indicador do nível do óleo é considerado também como sendo uma proteção própria do transformador e é instalado no conservador do transformador, sendo que este, como o próprio nome indica, dá-nos a informação relativa ao nível do óleo no conservador. Conhecendo este nível, podem-se efetuar operações de enchimento e esvaziamento da cuba do transformador, no sentido de evitar falhas do mesmo. O indicador do nível do óleo é muito importante para detetar fugas de óleo mais graves. Quando são acoplados alarmes aos indicadores, estes passam a ser proteções do transformador, uma vez que em caso de haver uma quantidade de óleo anómala, é ativado o alarme, havendo atuação imediata. No mostrador do indicador do nível do óleo deve estar presente o valor mínimo e máximo admissível para o nível do óleo.



Figura 2.25-Indicador do nível do óleo isolante.

2.1.8.6. Relé de Fluxo de Óleo

O Relé de Fluxo de Óleo é uma proteção própria utilizada na proteção do comutador de tensão em carga, no caso de ocorrer um defeito no interior do compartimento de óleo do comutador. Este relé de proteção atua quando o fluxo de óleo entre a parte superior do comutador e o conservador é superior a um valor de fluxo pré-definido, o qual pode ser causada por um aumento dos níveis de gás no óleo. Assim sendo, o relé deve ser montado entre a tampa do comutador de tensão em carga e o conservador, sendo que preferencialmente deverá ficar situado, o mais próximo possível do comutador em carga, como podemos verificar na Figura 2.27.



Figura 2.26-Relé de Fluxo de Óleo do Comutador em Carga (RS1000).

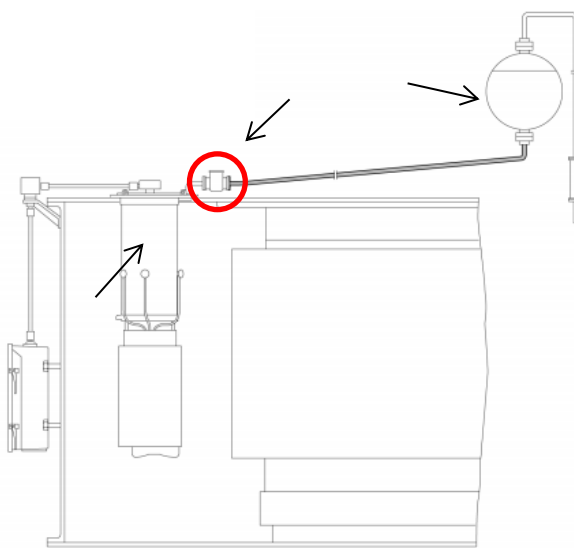


Figura 2.27-Localização do Relé de Fluxo de Óleo. [13]

A parte ativa do relé é constituída pela chamada borboleta e um ímã permanente. Caso haja um fluxo anormal, este empurra a borboleta fazendo a mesma ficar na posição “Desconexão”. Nesta posição é acionado um contacto, levando ao disparo dos disjuntores, retirando de serviço o transformador. O ímã permanente assegura o funcionamento do contacto, mantendo a borboleta na posição “Serviço”.

O relé como podemos verificar na Figura 2.26, é constituído por dois botões de ensaio que servem para verificar a função de disparo e para repor a posição da borboleta.

O tubo que efetua a ligação entre o relé e o conservador deve ter uma inclinação superior a 2%, de modo a permitir que gases resultantes de manobras de comutação possam sair mais facilmente. É importante realçar que este relé atua aquando da existência de uma fluxo anormal e não devido à acumulação de gases no interior do relé, apesar de a formação de gases resultante de defeitos no comutador, possa ser uma condição para o aumento do fluxo de óleo. [13]

Em termos de modelos deste tipo de relés podemos encontrar em transformadores de Potência AT/MT da EDP Distribuição o modelo RS1000 e o RS2001.



Figura 2.28-Relé de Fluxo de Óleo RS2001. [14]

2.1.9. Válvulas

As válvulas do transformador são elementos importantes, nomeadamente por questões de manutenção, através das quais é possível aceder ao transformador sem “invadir” o seu interior, fazendo-se portanto a chamada intervenção não intrusiva. Através das válvulas tem-se uma porta de acesso para o enchimento ou retirada de óleo isolante da cuba do transformador e tratamento ou retirada de amostras deste. A grande vantagem da existência de válvulas no transformador é estas possibilitarem intervenções sem haver contacto com o óleo isolante da cuba.

2.1.10. Juntas

As juntas de um transformador, também conhecidas por juntas de vedação, são importantes para garantir as características estanque do equipamento. O tipo de juntas a utilizar está dependente da gama de temperaturas expectáveis e do tipo de fluido a vedar. As juntas quando sujeitas a temperaturas superiores às suportáveis, podem degradar-se, comprometendo assim a estanquicidade do transformador. É importante que estes componentes não tenham agregados compostos que, diluídos no óleo, prejudiquem as suas características dielétricas.

Capítulo 3

Modos de Falha

A conhecida “curva da banheira” mostra-nos a evolução da taxa de avarias no decorrer do tempo ($\lambda(t)$) de qualquer componente elétrico ou eletrónico. [15] Sendo o transformador no seu todo um elemento do sistema elétrico de energia, é inevitável o normal envelhecimento do equipamento e consequente aumento da taxa de avarias.

Encontramos o tempo vida do ativo dividido em três períodos, que são a infância, a vida útil e a velhice. O primeiro período de vida é denominado de infância. Neste período, ao contrário do que seria expectável, verifica-se uma elevada taxa de avarias que é explicada por questões relacionadas com defeitos de fabrico, de montagem e situações de degradação do equipamento durante o seu transporte. Seguidamente surge o período de vida que, felizmente corresponde ao período com maior duração. É neste período que a taxa de avarias é menor. Por fim chega a velhice em que a taxa de avarias regressa aos valores elevados, em resultado da fadiga e envelhecimento geral do transformador e seus constituintes.

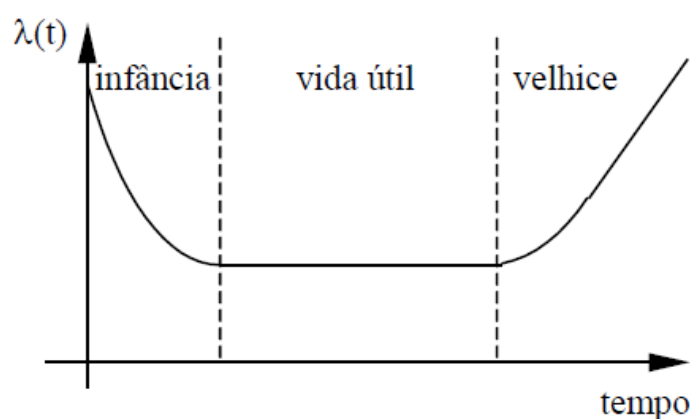


Figura 3.1-Taxa de avarias de um transformador em função do tempo de funcionamento. [15]

Os transformadores de potência AT/MT podem falhar por diversas causas, sendo que estas não têm de ser necessariamente de origem elétrica. Para se descobrir a causa da falha têm de ser analisados todos os parâmetros envolvidos, como o estado dos componentes do transformador, condições ambientais, condições de exploração e fatores externos. Existem

situações, em que o ativo em operação indicia já condições anômalas de funcionamento, isto sem que tenha ocorrido nenhuma falha. Uma evolução anormal de gases no interior do óleo isolante é um indicador exemplificativo do funcionamento do transformador com problemas, aumentando a sua probabilidade de falha, podendo nalguns casos originar a sua saída de serviço. Segundo a General Electric, as principais causas de falha de transformadores de potência AT/MT resultam de defeitos ocorridos no comutador em carga e na cuba (núcleo, enrolamentos e circuito magnético). Já a Alstom indica os enrolamentos como sendo os principais responsáveis de falha em transformadores. A distribuição de falhas segundo estas duas empresas de concepção de sistemas e componentes elétricos vem apresentada nos Gráficos seguintes.

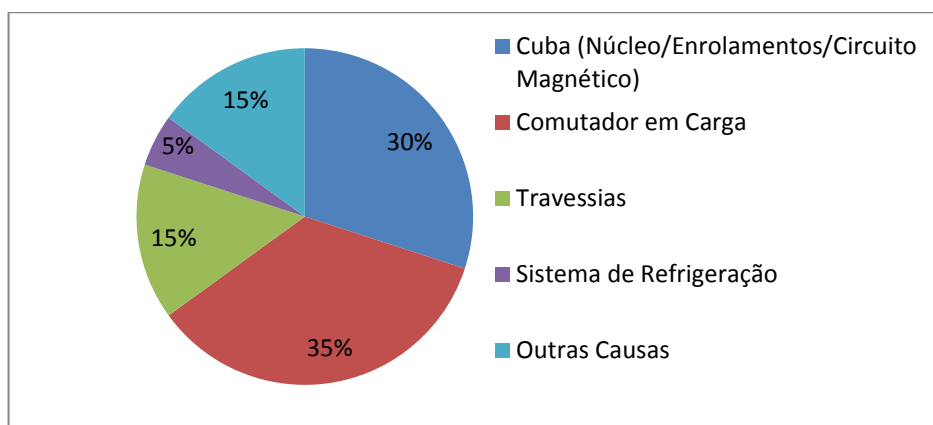


Gráfico 3.1- Distribuição de falhas em Transformadores de Potência AT/MT segundo a GE.

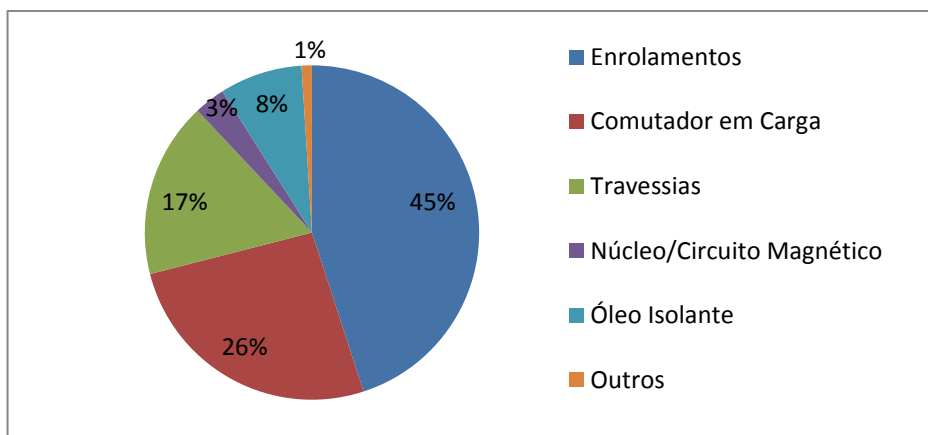


Gráfico 3.2- Distribuição de falhas em Transformadores de Potência AT/MT segundo a Alstom.

Seguidamente são listados e analisados criteriosamente os principais modos de falha de transformadores de potência AT/MT.

- Falha do Sistema de Isolamento (Degradação dos Materiais Isolantes);
- Falha devido a Sobretensões;
- Falha devido a Curto-Circuitos;
- Falha do Comutador de Tensão em Carga;
- Falha nas Travessias;
- Falha do Sistema de Refrigeração;
- Falha das Proteções Próprias.

3.1. Falha do Sistema de Isolamento

Quando falamos em Sistema de Isolamento, estamos a referir-nos aos materiais isolantes sólidos (papel isolante) e líquidos (óleo isolante). A degradação desses materiais está relacionada com a ocorrência de defeitos e envelhecimento dos transformadores. A degradação do papel isolante é um fator que tem repercussões na vida útil do ativo e no seu correto funcionamento, porque contrariamente ao óleo isolante em que este pode ser regenerado ou substituído, a troca do papel isolante implica desmontar toda a parte ativa do transformador, tarefa especialmente complexa, árdua e exigente em termos económicos e temporais.

3.1.1. Degradação do Papel Isolante

Sendo o papel isolante um importante componente do sistema de isolamento de um transformador, é de extrema importância conhecer o seu estado de degradação/envelhecimento. Existem três fatores que degradam as características do papel isolante, sendo eles a hidrólise, pirólise e a oxidação. [16] Na figura seguinte estão presentes estes fatores bem como as causas que desencadeiam os mesmos.

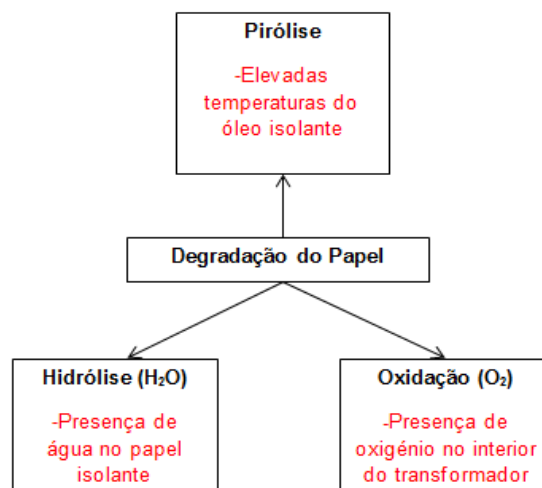


Figura 3.2-Principais mecanismos de degradação do papel isolante.

A existência de água no óleo isolante constitui o principal fator para uma aceleração da degradação do papel isolante. O fator temperatura associado à existência de oxigénio ou humidade prejudica gravemente a condição do papel, levando à sua degradação ao longo dos anos de funcionamento do transformador.

Os esforços mecânicos a que o ativo está sujeito, constituem também um fator de degradação do papel isolante, uma vez que este perde a sua rigidez mecânica e a sua capacidade dielétrica. Quando falamos em esforços mecânicos estão incluídos os esforços originados por defeitos elétricos internos ou eventuais descargas atmosféricas.

De uma forma resumida, podemos concluir que os fatores que mais degradam o papel isolante são a presença de humidade e as altas temperaturas existentes no óleo isolante.

3.1.2. Degradação do Óleo Isolante

Existem fatores que degradam a qualidade do óleo isolante que prejudicam a condição do transformador. Um desses fatores é a temperatura. O aumento da temperatura deve-se ao aparecimento de defeitos, levando o óleo, nas situações de maior gravidade, a perder as suas características essenciais. O oxigénio é bastante prejudicial para o óleo isolante. Como foi referido anteriormente, o óleo isolante é composto maioritariamente por hidrocarbonetos e quando em contacto com o oxigénio leva à formação de dióxido de carbono e de água, os quais degradam consideravelmente as suas características. Por essa razão se explica, a importância que a estanquicidade tem num transformador, bem como a não existência de contacto direto entre o óleo isolante e o ar atmosférico. É fulcral a não entrada de partículas sólidas para o interior da cuba do transformador. É imprescindível evitar fenómenos de corrosão/oxidação de componentes que estejam em contacto direto com o óleo isolante uma vez que através destes fenómenos são libertadas substâncias para o meio envolvente.

Por fim salientam-se todas as formas de contaminação interna do óleo, as quais são incontrolláveis. Uma fonte de contaminação resulta da degradação do papel isolante, como veremos com mais detalhe no Capítulo seguinte.

3.2. Falha devido a Sobretensões

Uma sobretensão no sistema elétrico de energia é uma diferença de potencial que se produz num circuito elétrico devido a diversas perturbações, as quais são suscetíveis de danificar componentes desse sistema ou comprometer o seu correto funcionamento caso não se adotem medidas de proteção. As sobretensões têm uma influência significativa no transformador de potência. A gravidade da sobretensão para o ativo, em regra é variável, conforme a sua duração e amplitude. As sobretensões de curta duração são normalmente mais difíceis de detetar pelas proteções, atendendo à sua rapidez. Por sua vez, as sobretensões de maior duração apesar de serem mais facilmente detetadas, manifestam-se através do aumento considerável da temperatura. Seguidamente serão enumerados os principais tipos de sobretensões associados a um transformador de potência AT/MT.

3.2.1. Sobretensões Temporárias (Longa Duração)

As sobretensões temporárias, também conhecidas por sobretensões longas, são caracterizadas por terem uma longa duração e um baixo pico de amplitude. Este tipo de sobretensões ocorre aquando do surgimento de uma sobretensão com uma frente de onda lenta, podendo esta ser o resultado de defeitos existentes na rede ou no próprio transformador.

Os transformadores têm de estar preparados para suportar este tipo de sobretensões e no caso de se ultrapassar o limite que estes são capazes de suportar, as proteções deverão atuar. O fator que define a capacidade do transformador suportar ou não a sobretensão temporária está relacionado com as características no núcleo do transformador, devido ao facto de este elemento da parte ativa, ser o responsável pela formação e fecho do circuito magnético existente no interior do transformador. Portanto, assim se pode constatar da essencialidade do núcleo, pois é ele que dita a capacidade do transformador suportar a sobretensão, ou pelo contrário, de não a suportar. [17]

Evidenciam-se de seguida algumas consequências para o transformador, na sequência de uma sobretensão de longa duração:

- Aumento da temperatura da parte ativa e de todo o meio envolvente, tendo como efeito a degradação dos meios isolantes, como o óleo isolante e o papel isolante. Conclui-se que a ocorrência de uma sobretensão de longa duração pode originar a degradação do Sistema de Isolamento e uma consequente redução da vida útil do transformador.
- Aumento da temperatura das partes metálicas do ativo, como exemplo da cuba, degradando a pintura e as juntas de vedação. No caso de estas não estarem preparadas para determinados valores de temperatura, fica comprometida a estanquicidade do transformador.

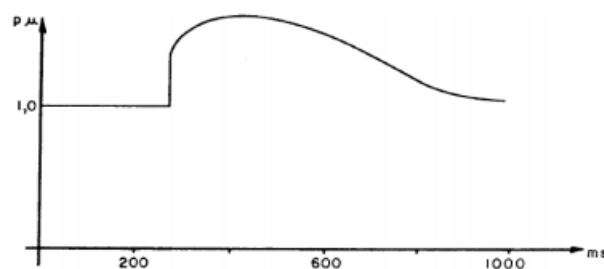


Figura 3.3-Forma de onda típica de uma sobretensão de longa duração. [18]

3.2.2. Sobretensões de Manobra

As sobretensões de manobra podem ser o resultado de uma mudança abrupta da configuração da rede, de operações de comutação em carga do transformador ou por falhas na rede. Este tipo de sobretensões é caracterizado por ser um tipo de sobretensão, cuja duração e amplitude dependem da configuração da rede no momento da manobra ao qual está associado o transformador. As sobretensões de manobra podem ser originadas pelas seguintes causas:

- Colocação sob tensão de uma linha;
- Ocorrência de falhas e rápida extinção;
- Ligação de um conjunto de baterias de condensadores;
- Manobra do Comutador de Tensão em Carga.

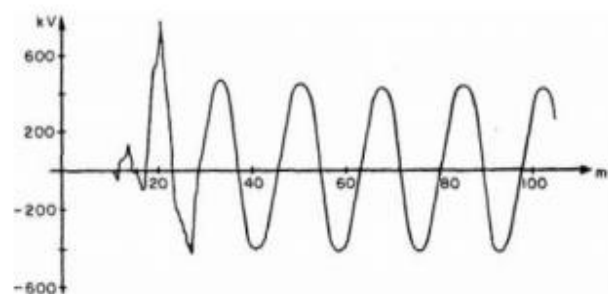


Figura 3.4- Forma de onda típica de uma sobretensão de manobra. [18]

3.2.3. Sobreensões de origem Atmosférica (Descargas Atmosféricas)

As sobreensões de origem atmosférica resultam da incidência de descargas atmosféricas num determinado ponto da rede, podendo o ponto incidente da descarga ser na subestação, ou nas linhas de transmissão de energia. A sobreensão pode dar-se por indução, caso ocorra uma descarga nas proximidades, condicionando por indução, um determinado componente nas proximidades do local da descarga atmosférica. Se a descarga incidir diretamente numa linha origina um aumento abrupto da tensão que se vai propagando até chegar à subestação.

A gravidade da descarga atmosférica pode comprometer o correto funcionamento do transformador, uma vez que uma descarga atmosférica pode originar a rutura do isolamento entre espiras de um enrolamento, comprometendo a vida útil do ativo. Este tipo de sobreensões é contudo menos frequente em transformadores que as sobreensões de manobra ou temporárias.

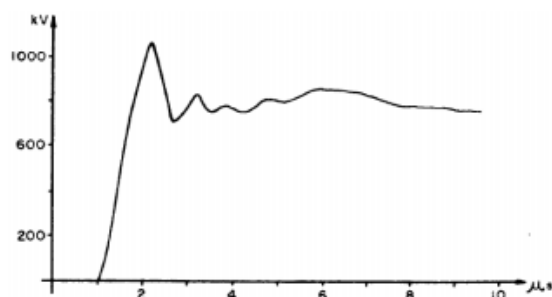


Figura 3.5- Forma de onda típica de uma descarga atmosférica. [18]

3.3. Falha devido a curto-circuitos

Os curto-circuitos em transformadores podem ser o resultado da existência de contactos entre espiras mal isoladas dos enrolamentos, ligações soltas ou desgaste nos contactos do comutador de tensão que levam à formação destes fenómenos.

Os enrolamentos do transformador estão sujeitos aos esforços mecânicos resultantes da ocorrência destes fenómenos. São portanto esforços mecânicos provocados por uma anomalia elétrica. Assim se explica a importância da resistência mecânica associada aos enrolamentos e a toda a parte ativa do transformador no geral, assim como a qualidade do seu Sistema de Isolamento. Os valores suportáveis pelos enrolamentos a este tipo de ocorrências estão parametrizados segundo uma norma na qual são estabelecidos limites máximos de amplitude e duração do fenómeno. As deformações a que os enrolamentos estão sujeitos dividem-se em deformações elásticas e plásticas. Nas deformações elásticas não ocorre mudança estrutural das espiras do enrolamento, uma vez que após a deformação, o material regressa ao seu estado normal. Já as deformações plásticas são mais problemáticas uma vez que após a ocorrência da deformação, o enrolamento não regressa à sua forma normal. Nalgumas situações é mesmo necessário intervir na parte ativa para reparação dos danos da deformação, implicando a retirada de serviço do TP. Felizmente este tipo de defeitos não constitui a principal causa de falha de transformadores. [17]

É importante realçar que as alterações geométricas dos enrolamentos podem não ser causadas unicamente por defeitos como curto-circuitos. O normal funcionamento do

transformador pode deformar os enrolamentos ao longo dos anos de vida do mesmo, sem que tenha havido um defeito elétrico associado.

Em situações de transporte do transformador para a fábrica ou para a subestação, podem ocorrer deformações na parte ativa do mesmo, causadas pelas vibrações naturais que se criam durante o seu transporte.



Figura 3.6-Vestígios de esforços eletrodinâmicos nos enrolamentos.



Figura 3.7-Destruição total dos enrolamentos causada por violentos esforços eletrodinâmicos.

3.4. Falha do Comutador em Carga

Os comutadores em carga podem, desde logo, ser divididos em dois grandes grupos: comutadores a vazio e comutadores em carga. Os primeiros são instalados em transformadores em que praticamente não é necessária a mudança da razão de transformação, ou seja não há necessidade de mudanças do nível de tensão. A comutação, como o próprio nome indica, é feita sem carga, ao contrário do que acontece com os comutadores em carga, evitando assim a retirada de serviço do transformador para a mudança do nível de tensão.

As falhas de comutadores de tensão em carga resultam na maior parte das vezes de problemas mecânicos, desgaste de contactos, degradação do óleo do compartimento de comutação e também devido a técnicas de manutenção inadequadas. A comutação em carga

produz, nalgumas situações, faíscas, que pode levar à formação de gases, os quais são aptos a alterar negativamente as características do óleo isolante, razão pela qual, o comutador em carga ser instalado num reservatório de óleo próprio, isolando-o assim do contacto com o óleo isolante da cuba.

Poderão, por vezes, surgir avarias do motor de acionamento que impossibilita a manobra de comutação, no entanto, esta situação não é frequente.

3.5. Falha nas Travessias

A ocorrência de falhas nas travessias pode estar associada à perda das suas propriedades dielétricas. Esta perda pode dever-se à degradação dos elementos que garantem a estanquicidade na zona de entrada das travessias no transformador. A deficiente capacidade estanque pode levar à intrusão de humidade, perdas de óleo e contaminação dos isolantes.

O envelhecimento das travessias é uma causa de falha. O resultado da degradação das travessias reflete-se no aparecimento de descargas parciais e na alteração de parâmetros dielétricos como o fator de dissipação dielétrico ($\tan \delta$) e Capacidade da travessia. As descargas parciais originam arcos elétricos no interior da travessia e, dependendo da energia envolvida no processo, leva à formação de grandes quantidades de gases, podendo nalguns casos levar à explosão do corpo da travessia. Em casos extremos a travessia poderá explodir totalmente incendiando a zona das travessias, podendo-se alastrar a todo o transformador nos casos mais infelizes. Assim se constata a grande importância das travessias, não só pelo facto de estes componentes serem vistos como sendo terminais dos enrolamentos, mas também pela necessidade de estarem em bom estado para evitar possíveis cenários calamitosos.

Devem realizar-se periodicamente um conjunto de ensaios às travessias de modo a acompanhar as suas propriedades dielétricas. Aspectos relacionados com os ensaios a aplicar nas travessias serão abordados no Capítulo seguinte.

3.6. Falha do Sistema de Refrigeração

Como referido no Capítulo anterior, o sistema de refrigeração de um transformador de potência pode ser composto pelos radiadores, ventiladores para ventilação forçada e bomba para forçar a circulação do óleo isolante, ditando assim o modo de refrigeração/circulação associado ao transformador. Também neste subsistema do transformador encontramos falhas inerentes aos componentes que o formam. De seguida são listados os tipos defeitos/anomalias que afetam o sistema de refrigeração [10]:

- Bloqueio dos radiadores (Causas: contaminação, depósito de resíduos, válvulas impedidas, degradação dos radiadores);
- Avaria da bomba para circulação forçada do óleo isolante (Causas: desgaste do motor, inversão do sentido de rotação, falha de alimentação);
- Avaria dos ventiladores para a refrigeração forçada (Causas: falha de alimentação, desgaste dos ventiladores, pás dos ventiladores danificadas);

- Degradação das propriedades de dissipação de calor por parte do óleo isolante.

É importante referir que de acordo com a potência e o contexto de exploração de um transformador, este poderá apresentar melhores condições de arrefecimento do que outro transformador. Também os níveis de carga admissíveis pelo ativo estão dependentes da capacidade que este tem em dissipar o calor. Assim sendo, a condição dos componentes do sistema de refrigeração pode refletir-se na capacidade de operação do transformador. Em suma, podemos concluir que o sistema de refrigeração pode restringir indiretamente a exploração de um determinado ativo, por diminuição da carga máxima admissível por este.

3.7. Falha das Proteções Próprias

Como foi referido anteriormente, a utilização de proteções próprias no transformador ajuda na minimização de falhas, uma vez que a recolha de informação a partir destas permite tirar ilações no sentido do desempenho do transformador, bem como indicadores do seu estado. À luz do que acontece com os restantes componentes de um transformador de potência, também as proteções próprias podem falhar. A ocorrência deste tipo de falhas está associada à medição incorreta da temperatura por parte dos termómetros do óleo isolante e dos enrolamentos. Também o funcionamento anómalo do indicador do nível de óleo pode ser considerado uma falha, uma vez que a sua leitura incorreta pode levar a práticas desnecessárias num transformador.

Em caso de avaria dos relés de Buchholz e das válvulas de sobrepressão procede-se à substituição ou reparação dos mesmos, sendo que a sua avaria é igualmente considerada uma falha. Geralmente, as falhas associadas às proteções próprias são resolvidas através de intervenções relativamente simples e de curta duração, sendo porém, aconselhável a retirada do transformador de serviço durante essas intervenções. As intervenções nas proteções próprias são efetuadas geralmente no próprio local, evitando assim o transporte do transformador para a fábrica.

Capítulo 4

Métodos de Diagnóstico da Condição do Transformador de Potência AT/MT

4.1. Diagnóstico do Óleo Isolante

Em termos figurativos, e fazendo o paralelismo com o ser humano, referiu-se anteriormente que o óleo isolante era o ADN do transformador. O óleo utilizado nos transformadores de potência é constituído exclusivamente por moléculas de Hidrocarbonetos que contêm os grupos químicos CH_3 , CH_2 e CH . A ocorrência de defeitos elétricos, com repercussões térmicas para o transformador, leva à fragmentação de algumas ligações C-H e C-C, produzindo fragmentos iónicos ou radicais que se combinam originando moléculas de gás como o Hidrogénio ($\text{H}+\text{H} \rightarrow \text{H}_2$), Metano ($\text{CH}_3+\text{H} \rightarrow \text{CH}_4$), Etano ($\text{CH}_3+\text{CH}_3 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_6$), Etileno ($\text{CH}_2+\text{CH}_2 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_4$) e o Acetileno ($\text{CH}+\text{CH} \rightarrow \text{C}_2\text{H}_2$). Para a formação destas moléculas são necessárias quantidades de energia diferentes para formação das ligações químicas como podemos observar na Figura 4.1. A energia em causa manifesta-se sobre a forma de calor. Assim para temperaturas inferiores a 500°C o gás predominante no óleo isolante é o Metano observando-se também pequenas concentrações de Hidrogénio, e de Etano. Para temperaturas superiores a 1000°C o óleo contém todos os gases mencionados anteriormente, sendo que a concentração de Metano e Etano vão perdendo expressão com o aumento da temperatura, ao contrário do que acontece com o Hidrogénio, Etileno e Acetileno em que as suas concentrações no óleo aumentam com o aumento da temperatura. Para temperaturas elevadas os gases predominantes são o Acetileno e o Hidrogénio. [10]

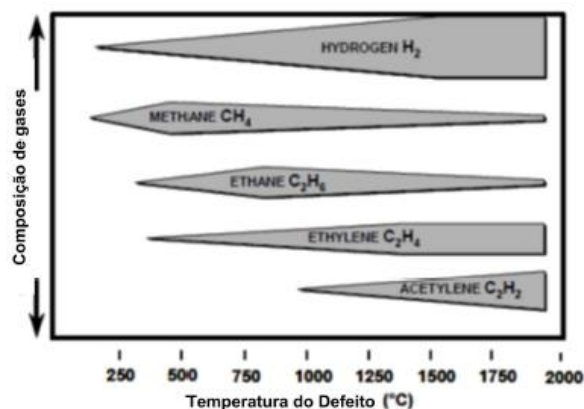


Figura 4.1-Formação de gases no óleo em função da temperatura do defeito. [19]

4.1.1. DGA (*Dissolved Gas Analysis*)

Por análise de gases dissolvidos no óleo isolante (DGA) é possível identificar quais os gases que resultam da degradação do óleo e do papel isolante, sendo esta causada por defeitos térmicos ou elétricos. O processo de DGA efetua uma análise aos gases presentes na Figura 4.1, mas também aos gases atmosféricos como o Oxigénio (O_2) e o Azoto (N_2). Na Tabela.4.1 são apresentados todos os gases analisados pelo DGA assim como o tipo de defeito associado à formação de cada gás.

Tabela 4.1- Gases analisados pelo DGA e defeitos associados.

Gás	Designação	Defeito
H_2	Hidrogénio	Descargas parciais no óleo isolante
CH_4	Metano	Descargas parciais no óleo isolante
C_2H_6	Etano	Defeito térmico local
C_2H_4	Etileno	Defeito térmico severo no óleo isolante
C_2H_2	Acetileno	Arcos elétricos
CO	Monóxido de Carbono	Defeito térmico (degradação do papel) Descarga parcial no papel isolante
CO ₂	Dióxido de Carbono	Defeito térmico (degradação do papel)

É importante referir que o processo de DGA além de ser uma técnica poderosa de diagnóstico, tem ainda a vantagem de ser um processo não intrusivo, ou seja, não é necessário ir ao interior da máquina para recolher a amostra necessária ao processo, podendo esta recolha, ser feita com o transformador em serviço.

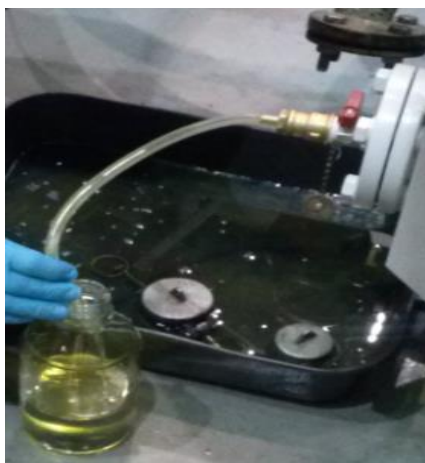


Figura 4.2- Recolha de uma amostra de óleo.

Após a recolha do óleo isolante e análise das concentrações dos diversos gases dissolvidos no mesmo, é possível saber se os valores de concentração estão dentro dos níveis denominados de “normais”. A verdade é que não existem valores rígidos para a definição destes parâmetros, uma vez que estes variam de acordo com a organização ou estudo considerado. Na Tabela 4.2 são apresentados os valores definidos pelo IEEE.

Tabela 4.2- Concentrações limite de gases dissolvidos de um bom óleo isolante. [20]

Gás	Concentração [ppm]
H ₂	≤100
CH ₄	≤75
C ₂ H ₆	≤65
C ₂ H ₄	≤50
C ₂ H ₂	≤3
CO	≤350
CO ₂	≤2500

Uma outra forma de análise de possíveis defeitos ocorridos no transformador por análise de gases dissolvidos no óleo é por aplicação do chamado método do Triângulo de Duval. Com a utilização deste método são utilizados três gases específicos dissolvidos no óleo, sendo posteriormente utilizados os rácios entre a concentração de cada gás sobre o valor total da concentração dos três gases, como podemos verificar nas equações seguintes [21]:

$$\%C_2H_2 = \frac{[C_2H_2]}{[T]} * 100 \quad (4.1)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{[C_2H_4]}{[T]} * 100 \quad (4.2)$$

$$\%CH_4 = \frac{[CH_4]}{[T]} * 100 \quad (4.3)$$

Onde:

[C₂H₂] - Concentração de Acetileno;

$[C_2H_4]$ - Concentração de Etileno;

$[CH_4]$ - Concentração de Metano;

$[T]$ - Soma das concentrações dos três gases do Triângulo de Duval.

Existem vários tipos de triângulos de Duval, sendo que o que difere entre eles são os gases escolhidos para a aplicação do método. Neste Triângulo de Duval, e pelas equações presentes acima, verificamos que neste caso em concreto, os gases utilizados no método são o Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4) e o Acetileno (C_2H_2).

Os rácios representam as coordenadas do gráfico triangular. Quaisquer que sejam os valores de concentração de gás obtidos, os resultados são representados graficamente no triângulo de Duval. Cada análise tem o diagnóstico respetivo, o qual está dependente da zona do triângulo de Duval onde se encontra o ponto correspondente à interseção entre os três rácios. Com a aplicação do método é possível identificar os seguintes defeitos (Figura 4.3):

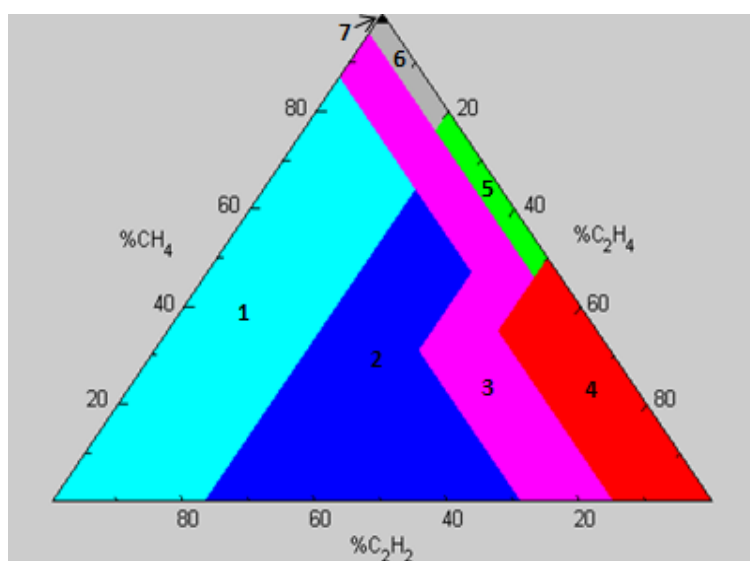


Figura 4.3- Triângulo de Duval.

- Zona 1-Descargas de Baixa Energia;
- Zona 2-Descargas de Alta Energia;
- Zona 3-Descarga Parcial e Defeito Térmico;
- Zona 4-Defeito Térmico, ($T > 700^{\circ}C$);
- Zona 5-Defeito Térmico, ($300^{\circ}C < T < 700^{\circ}C$);
- Zona 6-Defeito Térmico, ($T < 300^{\circ}C$);
- Zona 7-Descargas parciais.

É importante referir que a utilização deste método é indicada para óleos de transformadores que contenham, uma concentração de cada um dos três gases, superior aos valores de concentração ditos de “normais”.

4.1.2. Ensaio para Avaliação da Qualidade do Óleo Isolante

Para além do DGA, existem ensaios aplicados ao óleo no sentido de conhecer a sua qualidade ao nível das suas propriedades dielétricas, propriedades físico-químicas e funcionais. É importante referir que não é possível com um só ensaio avaliar fiavelmente a qualidade do óleo, sendo necessário testar um conjunto de parâmetros para efetuar

comparações entre eles analisando as complementaridades existentes entre alguns deles. São listados os ensaios que são geralmente realizados para a avaliação da qualidade do óleo de um transformador.

- Tensão Disruptiva;
- Cor e Aspetto;
- Teor de Água;
- Índice de Acidez;
- Fator de Dissipação Dielétrica do Óleo ($\text{tg}\delta$);
- Tensão Interfacial (IFT);
- Lamas e Sedimentos;
- Partículas.

4.1.2.1. Tensão Disruptiva

O ensaio da tensão disruptiva é dos mais utilizados para avaliar a capacidade dielétrica de um determinado óleo isolante. Este óleo analisa concretamente o valor de tensão que provoca o contornamento entre dois elétrodos imersos no óleo com distância e geometria escolhidos segundo a norma IEC 60156. O valor a considerar é o valor médio entre 6 ensaios efetuados na mesma amostra. Com o ensaio é possível detetar, nomeadamente a existência de água livre no óleo isolante.



Figura 4.4-Equipamentos para o ensaio de medição da Tensão Disruptiva.

4.1.2.2. Cor e Aspetto

Este ensaio efetua uma comparação da amostra de óleo com padrões de cor, seguindo a escala ISO 2049 que tem 8 valores (0-8). Um óleo adequado é um óleo que não tem vestígios de contaminação é claro e límpido. Já um óleo escuro e turvo é considerado como óleo inadequado.

4.1.2.3. Teor de Água

A determinação do teor de água presente no óleo isolante é dos ensaios mais importantes a realizar, uma vez que a humidade presente no mesmo constitui um dos principais fatores para a degradação do Sistema de Isolamento de um transformador. Este ensaio determina o conteúdo absoluto de humidade presente no óleo. A realidade é que essa determinação é um

pouco “fictícia” uma vez que grande parte do teor de água presente no interior de um TP encontra-se no isolamento sólido (papel/cartão isolante). No entanto, para tornar o ensaio mais plausível assumem-se condições de equilíbrio da humidade relativa entre o isolamento sólido e líquido (papel-óleo). É efetuada uma correção da temperatura do óleo no momento da recolha de acordo com a temperatura média do óleo para a temperatura de referência de 20°C, através da aplicação de um fator presente na norma IEC 60814. O fator corretivo é apresentado na equação seguinte.

$$f = 2.24e^{-0.04T} \quad (4.4)$$

Onde:

f -Fator a multiplicar pelo valor de teor de água obtido quando a amostra foi colhida à temperatura T ;

T -Temperatura do óleo isolante no momento da recolha.

4.1.2.4. Índice de Acidez

O ensaio visa detetar a presença de ácidos diluídos no óleo resultantes da oxidação de materiais isolantes. Essa oxidação é um sintoma claro do envelhecimento do óleo isolante que contribuirá para o rápido envelhecimento do isolamento sólido de um dado transformador. O índice de Acidez vem expresso em termos de quantidade de hidróxido de potássio (KOH) necessário para a neutralizar 1g de óleo (mg KOH/ g óleo), sendo quantificado segundo a norma IEC 62021-1.

4.1.2.5. Fator de Dissipação Dielétrico (tg δ)

Este ensaio é efetuado para avaliação das qualidades dielétricas do óleo isolante. É um ensaio exímio para a deteção de contaminantes presentes no mesmo. É baseado na Norma IEC 60247.

4.1.2.6. Tensão Interfacial (IFT)

Com a realização deste ensaio é possível detetar contaminantes polares e produtos resultantes da degradação dos isolantes. Segundo a norma ASTM D971-99, a tensão Interfacial é a força necessária para puxar um pequeno anel ao longo do interface óleo-água. A tensão Interfacial vem expressa em mN/m. Este ensaio é muitas vezes interpretado conjuntamente com o resultado obtido da medição do índice de acidez e existência de lamas e sedimentos.

4.1.2.7. Lamas e Sedimentos

O ensaio aos depósitos (sedimentos e lamas) existentes no óleo isolante quantifica estes produtos presentes no óleo. Segundo a norma IEC 60422, a presença de depósitos resulta da oxidação avançada do óleo isolante. A presença deste tipo de produtos altera razoavelmente as propriedades dielétricas do óleo isolante. Podem ocorrer situações em que os depósitos de lamas e sedimentos impeçam a livre circulação do óleo isolante, comprometendo o correto funcionamento do sistema de refrigeração do transformador, resultando numa degradação térmica dos materiais isolantes sólidos e líquidos.

4.1.2.8. Partículas

Este ensaio é de certa forma similar ao ensaio que verifica a existência de sedimentos e lamas no óleo isolante. Mas tem a capacidade de diferenciar as partículas em suspensão pelo seu tamanho. A rigidez dielétrica é prejudicada no caso de haver grande concentração de partículas dependendo do tipo e forma dessas mesmas partículas. O ensaio é baseado na norma IEC 60970.

É importante que qualquer um dos ensaios mencionados anteriormente seja realizado sempre que um transformador está fora de serviço e é recolocado em serviço, além de situações normais de recolha de óleo durante o funcionamento do equipamento. Essa prática possibilita a formação de um histórico conseguindo-se analisar a evolução das propriedades do óleo.

4.1.3. Tratamentos do Óleo Isolante

Ao longo deste documento tem sido bem evidenciada a importância da boa condição do sistema de isolamento para o desempenho de um transformador de potência durante o seu período de vida, bem como para o alargamento do seu tempo de vida útil restante. Também os crescentes apelos feitos por parte de organizações ambientais, no sentido de se adotarem medidas de minimização de desperdícios de grandes quantidades de óleo isolante degradado, após substituição, são apelos que vão ao encontro de ajudar o meio ambiente. Nesse sentido, o tratamento de óleos isolantes de transformadores assume uma grande relevância. Também a nível económico, efetuar tratamentos do óleo é vantajoso, uma vez que seria mais caro se a em cada situação em que um determinado óleo estivesse em condições inadequadas, fosse necessário proceder à sua substituição. Obviamente que efetuar tratamentos de óleo, ainda é dispendioso para uma empresa distribuidora de energia elétrica, mas contudo, tem custos inferiores aos que seriam impostos no caso da substituição de um óleo.

Manter um óleo isolante elétrico em boas condições, ao longo do tempo, torna-se imprescindível para a segurança, fiabilidade e durabilidade do ativo.

Existem dois tipos de tratamentos diferentes [22]:

- Filtração e Secagem (Retirar Humidade) - É o ensaio adequado para situações em que o óleo apresenta componentes sólidos (Filtração) e situações em que o óleo tem um teor de água elevado (Secagem).
- Regeneração do óleo- A regeneração do óleo isolante é normalmente baseada em processos físico-químicos, sendo um tratamento indicado para recuperação de óleos degradados, evitando a sua substituição.

4.1.3.1. Filtração e Secagem do Óleo

A concentração média de humidade no papel dos enrolamentos de um transformador pode ser calculada a partir do valor do teor de água presente no óleo. Cerca de 30% da água existente no interior do transformador encontra-se no papel isolante. Tal como acabado de

referir, a influência da água tem um contributo negativo para as características dielétricas de um óleo isolante.

O tratamento de filtração e secagem envolve vários meios para remover as partículas sólidas e a água do óleo, como por exemplo a utilização de vários tipos de filtros e mecanismos de desidratação. [22] De seguida serão referidos alguns métodos utilizados para a filtração e secagem de óleo isolante.

4.1.3.1.1. Filtração por filtros de papel

Com este tipo de filtração conseguem-se eliminar partículas de carvão, lodos e outras partículas em suspensão, não sendo possível proceder à sua eliminação se estas partículas estiverem dissolvidas no óleo. De uma forma geral, a filtração por filtros de papel permite a remoção de impurezas sólidas suspensas no óleo, e também pequenas quantidades de água.

O processo não consegue porém eliminar gases presentes no óleo, o qual consiste em forçar a passagem do óleo por materiais absorventes, neste caso o papel. Durante o processo, caso o óleo em causa contenha água, a presença de água no papel também vai aumentando atingindo-se o equilíbrio com a concentração de água presente no óleo. Quando o equilíbrio é atingido perde-se um pouco a eficácia do processo ao nível da secagem, uma vez que o filtro continua a reter as partículas, mas não a água do óleo. Quando o filtro estiver com uma concentração elevada de partículas sólidas e/ou saturado em água, é aceitável que se proceda à sua substituição. [22]

Com o presente tratamento, podemos melhorar os seguintes parâmetros: partículas, lamas e sedimentos, tensão disruptiva, teor de água e fator de dissipação dielétrico.

4.1.3.1.2. Centrifugação

A centrifugação é um método físico utilizado para eliminar partículas suspensas no óleo. Uma prática que se costuma efetuar, e que melhora consideravelmente a filtração de um óleo é proceder em primeiro à centrifugação do óleo separando as grandes concentrações de contaminantes. Seguidamente efetua-se a filtração por filtros de papel para remoção dos contaminantes. Existe assim uma complementaridade entre a centrifugação e a filtração por filtros de papel, conseguindo-se obter algum êxito. [22]

4.1.3.1.3. Secagem

Um dos métodos utilizados para a secagem da humidade existente no papel dos enrolamentos de um transformador é o chamado método do *spray* de óleo quente (*Hot Oil Spray*). Este tratamento consiste na aplicação simultânea de vácuo e de um *spray* de óleo quente, de modo a atingir-se uma temperatura entre cerca de 90 e 100°C nos enrolamentos. Esta temperatura pode ser controlada através da medida da resistência dos enrolamentos. O processo pode ser realizado em fábrica ou no terreno. É constituído por vários ciclos de aquecimento da parte ativa do transformador, aplicando o *spray* quente, seguido de drenagem do óleo e aplicação do vácuo aos isolantes sólidos pré-aquecidos. Este é um processo relativamente lento, sendo em muitos casos necessário efetuar vários ciclos para uma secagem eficaz dos enrolamentos. Na conclusão do processo de secagem, após o último ciclo de aplicação do *spray* de óleo, o transformador é submetido ao vácuo de uma forma mais

intensa, de maneira a garantir uma secagem eficaz. O *spray* deve ser colocado de tal forma no enrolamento que penetre o mesmo, atingindo todas as zonas do enrolamento, inclusive as zonas de mais difícil. Deste modo consegue-se atingir uma boa eficiência do processo. [22]

Digamos que o *Hot Oil Spray* é equiparado a uma espécie de nevoeiro que circula a alta velocidade e temperatura, entranhando-se no papel isolante. Seguidamente serão enumeradas vantagens e desvantagens do processo de secagem por *spray* de óleo quente.

Vantagens:

- Sistema facilmente transportável;
- Boa qualidade de secagem;
- Quantidade de óleo envolvida no processo reduzida;
- Não deforma a estrutura do papel isolante do enrolamento;

Desvantagens:

- Processo relativamente lento;
- Possibilidade de mau aquecimento dos isolantes;

4.1.3.2. Regeneração do Óleo Isolante

A regeneração do óleo isolante de um transformador é uma forma de tratamento de óleo muito utilizada para melhorar a condição precária do mesmo. Um óleo degradado contém um número considerável de produtos de oxidação de natureza líquida e sólida, com composições químicas diversas. [23]. O importante em qualquer um dos processos é retirar do óleo isolante os chamados produtos polares, beneficiando o óleo em termos das suas propriedades dielétricas, essenciais ao bom funcionamento de um transformador. Quando falamos em produtos polares estamos a referir-nos a produtos como a os aldeídos, as cetonas, compostos furânicos, água e alguns ácidos. [23] Estes compostos são responsáveis pelo de decréscimo da tensão interfacial (IFT) e tensão disruptiva e pelo aumento do teor de acidez e do fator de dissipação dielétrico.



Figura 4.5-Amostras de óleo de um transformador ao longo do processo de Regeneração. [24]

De seguida são referidos alguns métodos utilizados para a Regeneração de óleo isolantes.

4.1.3.2.1. Regeneração por “Terras Absorventes”

As “terras absorventes” são argilas naturais à base de alumino silicatos de magnésio. A “terra absorvente” mais utilizada para a regeneração de óleo isolante é a chamada terra de *Fuller*. As terras de *Fuller* podem ser utilizadas de uma forma isolada ou paralelamente com outros produtos químicos como o fosfato tri-sódico e o silicato de sódio. Podem usar-se no auxílio aos processos absorventes como o carvão, a alumina, a sílica gel, a bauxite, os peneiros moleculares e algumas resinas orgânicas. [23] A razão da utilização de absorventes no processo deve-se ao facto de estes serem importantes na absorção de produtos de oxidação polares.

A capacidade de absorção na regeneração através de “terras absorventes” conta com um entrave que se deve ao facto de esta capacidade ser útil na retirada de compostos de oxidação polares naturais presentes no óleo, mas também prejudicial quando ocorre absorção de antioxidantes artificiais como o DBPC (*diterc-butil-p-cresol*) que é utilizado como inibidor em óleo isolantes inibidos. A utilização de “terras absorventes” isoladamente é um processo adequado e útil caso o óleo isolante esteja pouco degradado, ou seja, em situações em que o óleo isolante iniciou o seu processo de degradação. Quando surgem situações em que o estado de degradação do óleo isolante é elevado, torna-se necessário recorrer às “terras absorventes” paralelamente com produtos químicos. Concluimos portanto que a regeneração por “terras absorventes” não é um processo aconselhável quando estamos perante óleos isolantes num elevado estado de degradação. [23]



Figura 4.6-Equipamento para Secagem e Regeneração de óleo por “terras absorventes”. [25]

4.1.3.2.2. Método de Regeneração de Óleo “On-Line”

É uma realidade, que a retirada de serviço de transformadores de potência para a regeneração dos óleos isolantes pode em situações extremas levar semanas a ser efetuada. A grande vantagem na utilização do método de regeneração “on-line” é a redução dos custos da regeneração associados à não necessidade genérica de colocar o transformador fora de serviço. Apesar do processo ter esta grande vantagem, a verdade é que o sucesso do processo ainda não foi totalmente alcançado. As medidas de segurança inerentes ao mesmo, são uma realidade, uma vez que tendo o transformador em serviço, todo o processo constitui algum perigo, daí terem de ser adotadas rigorosas medidas de segurança.

Outro ponto negativo que este método de regeneração de óleo pode ter está associado ao facto de poder ser gerado vácuo dentro do cuba do transformador devido à redução do nível do

óleo, o qual pode danificar o isolamento sólido do transformador. Também a possibilidade de se criar um fluxo de óleo anormal no que toca à sua distribuição pela cuba do transformador é um fator bastante prejudicial ao normal funcionamento do mesmo, uma vez que este fluxo anormal pode levar ao sobreaquecimento local do óleo no seu interior.

A verdade é que apesar de existirem diversos métodos para efetuar uma correta regeneração de óleos, ainda não é possível afirmar convictamente das reais vantagens e desvantagens de cada um dos processos, em especial do método de regeneração de óleo “*on-line*”. Realço novamente que um grande handicap da regeneração de óleo de transformadores continua a prender-se com o facto de o processo eliminar não só os inibidores naturais como os inibidores artificiais adicionados a um óleo inibido, sendo necessário adicioná-los após o processo de regeneração. É importante que seja alcançada a máxima eficácia dos processos de regeneração de óleos, afim de estes serem vantajosos, não só para as empresas responsáveis pelos ativos, como também para o meio ambiente que sairão claramente a ganhar caso essa eficácia seja atingida.

4.2. Diagnóstico do Papel Isolante

O papel isolante é maioritariamente constituído por materiais celulósicos. A sua degradação pode ser medida diretamente pelo grau de polimerização viscosimétrico médio do papel (DPv), havendo para a sua quantificação duas formas distintas de o fazer. A primeira consiste em retirar uma amostra de papel, sendo que para tal é necessário ter o transformador fora de serviço. A segunda consiste na determinação por Cromatografia Líquida de Alta Pressão e de Alta Resolução (HPLC) (de acordo com a norma IEC 61198) da concentração de compostos furânicos existentes no óleo, uma vez que a degradação do papel isolante faz com que se libertem estes compostos para o óleo isolante e, a partir desses valores é possível estimar, através de correlações, o valor do Grau de Polimerização Viscosimétrico Médio do papel isolante. [26] O composto furânico mais abundante no óleo é o 2-Furfural (2FAL), existindo outros como o 2-Acetilfurano (2ACF), 5-Hidroximetil-2-Furfural (5HMF), 5-Metil-2-Furfural (5MEF) e o Álcool Furfurílico (2FOL).

Sendo o 2FAL o composto furânico mais abundante, as correlações utilizadas para estimar o valor do DPv adotam como variável a concentração de 2FAL. Ao longo dos tempos foram efetuados diversos estudos no sentido de se alcançar a correlação mais realista entre a concentração do 2 FAL e o DPv do papel. Nas seguintes equações estão apresentados alguns dos modelos que tiveram uma maior relevância para estimar o valor do DPv. [26] [27] [28]:

- DePablo

$$DPv = \frac{1850}{2.3 + F} \quad (4.5)$$

- Chendong

$$DPv = \frac{1.51 - \log(F)}{0.0035} \quad (4.6)$$

- Pahlavanpour

$$DP_v = \frac{800}{((0.186 * F) + 1)} \quad (4.7)$$

- Vuarchex

$$DP_v = - \frac{\log(F) - 2.6}{0.0049} \quad (4.8)$$

Onde:

DP_v - Grau de polimerização viscosimétrico médio do papel isolante;

F - Concentração de 2FAL em ppm (mg 2FAL /kg óleo);

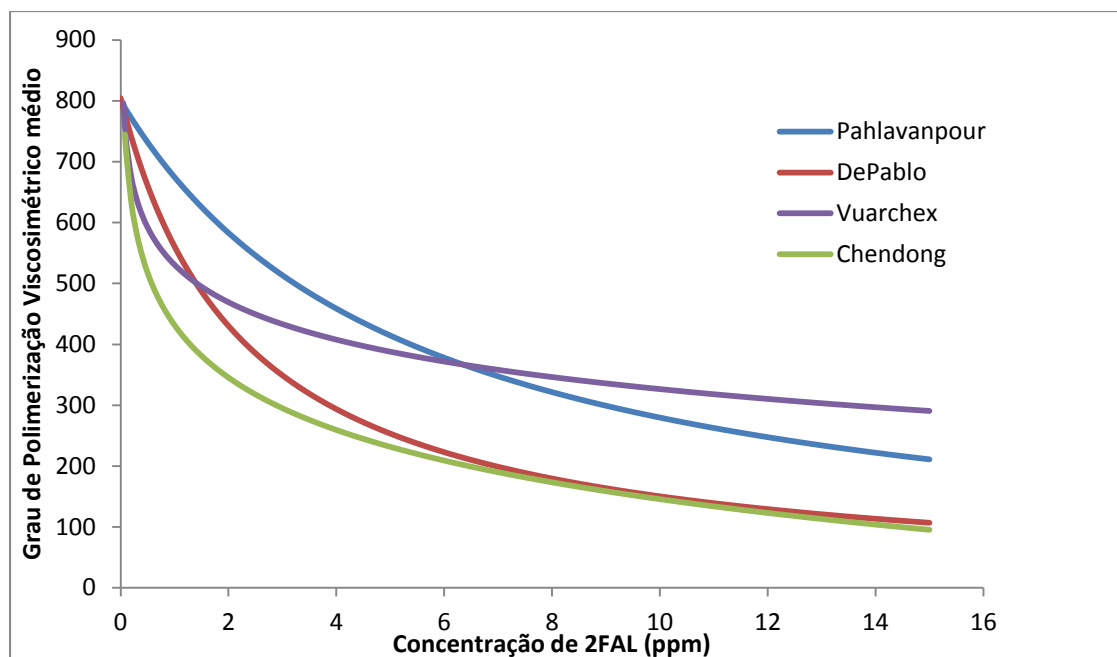


Gráfico 4.1-DPv em função da concentração de 2FAL de acordo com quatro estudos.

Observando o Gráfico 4.1, onde estão presentes as quatro correlações mencionadas anteriormente, concluímos que existe alguma discrepância entre os modelos de estudo, havendo uma maior semelhança entre o modelo DePablo e Chendong, os quais são mais pessimistas em relação ao modelo de Pahlavanpour e de Vuarchex. Estes dois últimos modelos são de certa forma opostos diretos, uma vez que inicialmente o modelo de Vuarchex é mais pessimista que o modelo de Pahlavanpour passando a ser mais otimista a partir de uma determinada concentração de 2FAL.

Tais diferenças estão em linha com aquilo que é escrito e discutido sobre o assunto que é a não existência de um modelo universal para o cálculo do DPv médio do papel isolante, isto porque esse cálculo está sempre dependente de fatores externos incontroláveis, como a velocidade de formação de 2 FAL, a velocidade de degradação de 2 FAL e o perfil de distribuição do 2FAL entre o papel e o óleo isolante. [29]

Apesar de não existir um modelo universal de cálculo do DPv médio do papel, este método de diagnóstico do estado do papel isolante é sem dúvida uma ferramenta valiosa para aferir os níveis de degradação do mesmo. Este é um método com uma grande vantagem, que consiste

em não ser necessário ir ao interior do transformador (não intrusivo) para efetuar o estudo, ou seja basta uma recolha de óleo isolante, tornando-se assim um método relativamente simples de efetuar. Aliado a isso temos ainda a vantagem de não ser necessário retirar de serviço o transformador, o que em termos de qualidade de serviço é aliciante para qualquer empresa do setor da energia.

4.3. Diagnóstico por Ensaio Elétrico ao Transformador

Os ensaios elétricos, também conhecidos como ensaios de rotina, são efetuados no âmbito do diagnóstico feito ao transformador, com o intuito de detetar anomalias nos enrolamentos, no núcleo, no comutador de tensão em carga e nas proteções próprias de um equipamento. Para a realização dos ensaios elétricos é fulcral conhecer o histórico do equipamento quanto aos resultados obtidos em ensaios anteriores, por forma a conhecer eventuais anomalias verificadas. Os ensaios elétricos enquadram-se no tipo de Manutenção Corretiva, uma vez que são efetuados após a saída de serviço do ativo, analisando-se as possíveis causas para a saída de serviço, ou em situações pós reparação, com o intuito de se verificar se realmente o transformador está em boas condições para ser colocado em serviço.

São de seguida exemplificados alguns ensaios efetuados ao transformador de modo a aferir da condição de alguns dos seus componentes mais importantes.

- Resistência ohmica dos enrolamentos;
- Resistência de Isolamento;
- Medição da Relação de Transformação;
- Medição da Corrente de Excitação;
- Ensaio das Proteções Próprias.
 - Relé de Buchholz;
 - Imagem Térmica;
 - Temperatura do Óleo;
 - Válvula de Sobrepressão;
 - Arranque Ventiladores;
 - Relé de Fluxo de Óleo (RS 1000).

4.3.1. Resistência ohmica dos Enrolamentos

A medição da resistência ohmica dos enrolamentos é um ensaio elétrico realizado para avaliar a condição das três fases dos enrolamentos, e é efetuada em todas as posições do comutador de tensão em carga. Os valores de resistência obtidos são comparados fase a fase para cada tomada, detetando possíveis irregularidades caso se encontrem valores díspares. A resistência terá de diminuir ou aumentar com a descida ou subida da tomada respetivamente. Os valores das resistências de uma tomada em relação à outra não podem variar muito. No âmbito deste processo é aconselhável comparar com os valores fornecidos pelo fabricante do transformador. É ainda fundamental não perder de vista o facto de a resistência variar com a temperatura e, portanto é necessária a aplicação de um fator de correção para comparar com os valores padrão.

Em jeito de conclusão, para afirmar que este ensaio é válido, tem que se verificar escalonamento entre tomadas e coerência entre fases. Nos gráficos seguintes são

apresentadas duas situações distintas no que toca aos resultados obtidos na medição da resistência dos enrolamentos. O Gráfico 4.2 diz respeito a uma situação em que não se verifica qualquer irregularidade da resistência nas três fases dos enrolamentos em todas as tomadas do transformador em causa, que neste caso são vinte e três tomadas.

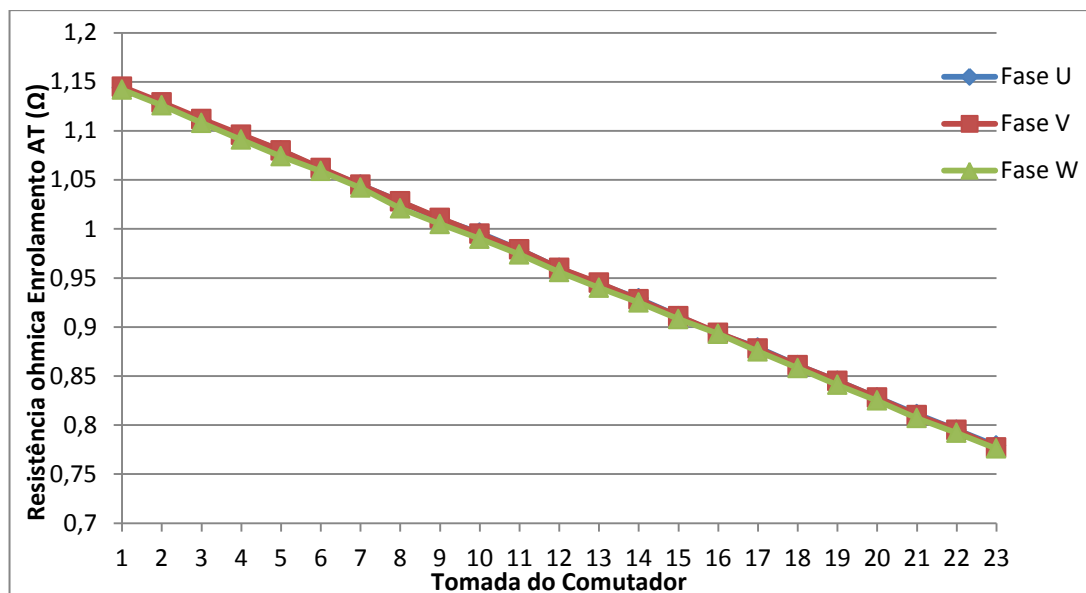


Gráfico 4.2- Resistência ohmica dos Enrolamentos – Ensaio Válido.

É possível observar uma diminuição praticamente linear da resistência, ao longo da descida da tomada do comutador (tomada 1 para tomada 23), verificando-se que esse valor é praticamente o mesmo nas 3 fases.

Já no Gráfico 4.3 verifica-se que em determinadas tomadas houve uma irregularidade no valor da resistência ohmica, mais propriamente na fase V na descida da tomada 9 para a 10 e na fase U na descida da tomada 10 para a 11. Tais resultados podem indiciar a existência de um pequeno defeito de isolamento nessas fases do enrolamento de alta tensão.

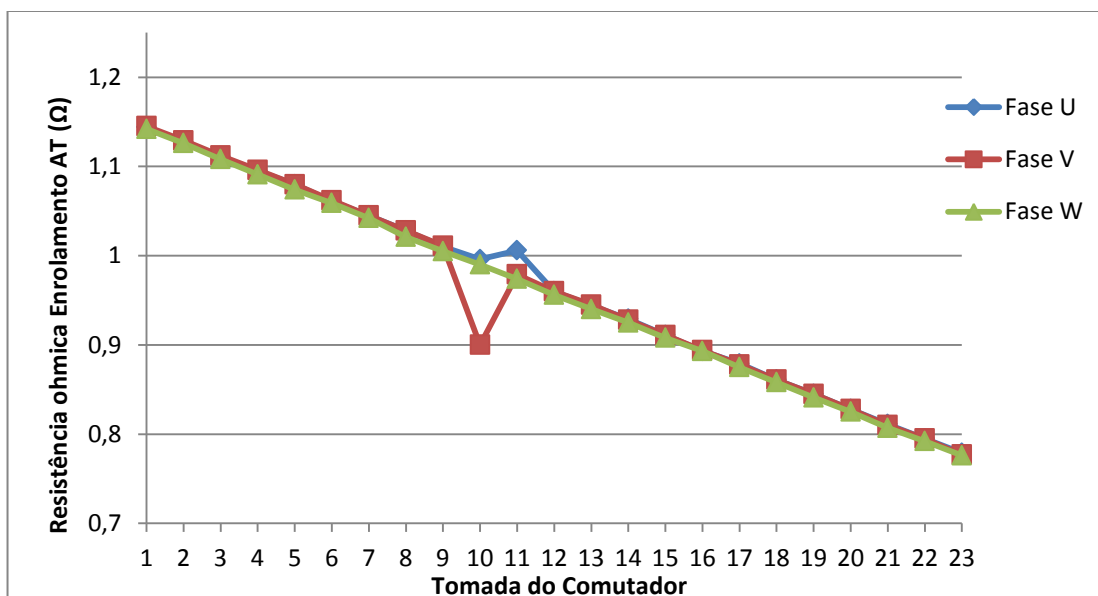


Gráfico 4.3-Resistência ohmica dos Enrolamentos – Ensaio Inválido.

A partir da medição da resistência ôhmica dos enrolamentos é possível aferir a condição da comutação, ou seja, se esta se efetua sem qualquer descontinuidade. No momento em que ocorre uma mudança de tomada origina-se uma quebra brusca da corrente, sendo que a sua amplitude corresponde ao chamado “*Ripple*”. O “*Ripple*” resultante da comutação deve ser consistente, isto é, após a ocorrência da comutação deve haver uma recuperação rápida da corrente no momento em que se atinge a nova tomada. Os “*Ripples*” devem ser muitos semelhantes entre todas as comutações, ou seja, o tempo de recuperação da corrente e a amplitude de quebra devem ser semelhantes. Os defeitos na comutação de tomadas são apontados como sendo dos mais problemáticos para o bom desempenho do comutador de tensão em carga e conseqüentemente, coloca o equipamento como sendo um dos principais modos de falha de um transformador de potência.

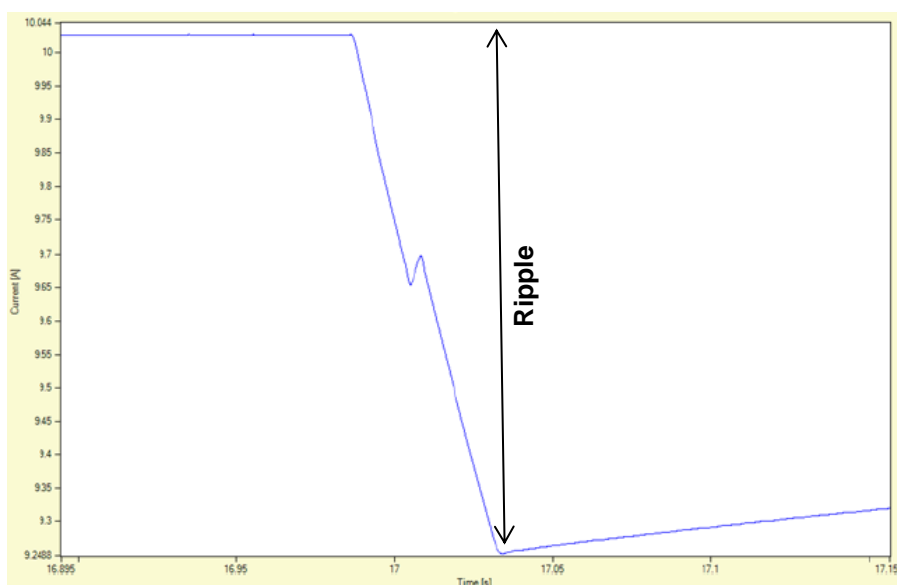


Gráfico 4.4-Exemplo de Ripple resultante da comutação do comutador de tensão em carga.

Um tipo de equipamento para a realização deste ensaio é a mala de ensaios denominada de comutador e analisador de enrolamentos (RMO). Na Figura 4.7 está presente a mala de ensaios RMO60TD.



Figura 4.7-Comutador e Analisador de enrolamentos (Mala de Ensaios RMO60TD).

Os equipamentos para a realização deste ensaio têm de ter uma elevada sensibilidade, de modo a serem capazes de efetuar medições precisas de grandezas muito pequenas como é o caso da resistência dos enrolamentos.

O equipamento é capaz de medir a resistência dos enrolamentos em cada uma das tomadas do comutador de tensão em carga, razão pela qual, este ser capaz de avaliar a qualidade da comutação, avaliando para isso o comportamento da corrente no momento da transição de tomadas. É injetada no interior do TP uma onda de corrente DC que irá magnetizar os enrolamentos do transformador. Após cada aplicação de corrente contínua é imprescindível proceder á desmagnetização do transformador, uma vez que podem estar presentes vestígios magnéticos no núcleo resultantes da magnetização dos enrolamentos que são suscetíveis de comprometer a veracidade das medições elétricas seguintes.

Tal como referido anteriormente, a resistência medida está dependente da temperatura, daí essa grandeza ser um parâmetro a introduzir no *software* associado à mala de ensaios. O equipamento está provido de uma proteção térmica e de sobreintensidade. Tem ainda uma capacidade muito elevada para eliminar as interferências eletromagnéticas que existem nos campos elétricos da Alta Tensão.

Tem de ser assegurada a ligação do equipamento à terra, como podemos verificar nas Figuras 4.8 e 4.9.



Figura 4.8-Ligação da mala de ensaios à Terra.



Figura 4.9-Terminal da mala de ensaios para ligação à Terra.

Para se efetuar a comutação, a mala de ensaios terá de ser conectada ao Comando do Comutador, podendo a subida ou descida de tomadas ser feita na própria mala ou no armário do comutador. A ligação pode ser visualizada na Figura 4.10

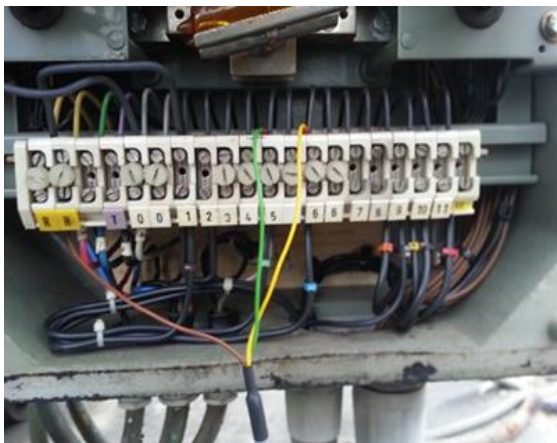


Figura 4.10-Ligação da mala de ensaios ao comando do comutador.

4.3.2. Resistência de Isolamento

Com a medição da resistência de Isolamento é possível conhecer o nível de isolamento existente entre os enrolamentos e a terra ou entre cada enrolamento e a terra. Tal permite-nos saber se existe algum contacto entre as partes que deveriam estar isoladas e não estão, sendo que nestas situações o resultado para a resistência de isolamento será consideravelmente baixo, ao contrário do que é aceitável para um bom valor de resistência de isolamento, uma vez que este deverá rondar sempre os Giga-ohms. Este ensaio é normalmente efetuado com o Megóhmetro. No caso de transformadores de AT/MT a medição da resistência de isolamento é efetuada por injeção de uma tensão de 5 ou 10kV por um período de 1 e de 10 minutos. Conhecendo estes valores é possível calcular o Índice de Polarização (IP) por aplicação da seguinte expressão:

$$IP = \frac{R_{10min}}{R_{1min}} \quad (4.9)$$

É desejável que o índice seja superior a 1.5. Geralmente a medição desta grandeza é efetuada de acordo com as seguintes configurações de ligação entre os enrolamentos e a terra:

- AT/BT+TERRA
- BT/AT+TERRA
- AT+BT/TERRA

4.3.3. Relação de Transformação

A medição da relação de transformação AT/MT é um ensaio que se realiza para verificar se existem eventuais ruturas nas espiras dos enrolamentos ou anomalias na parte ativa. O valor limite do desvio, para distinguir uma boa de uma má relação de transformação, é de 0.5% em relação ao valor fornecido pelo fabricante. Esta medição é efetuada em todas as tomadas do comutador, nas três fases do enrolamento AT, em relação ao enrolamento MT.

Um tipo de mala de ensaios que permite efetuar a medição da relação de transformação é a TRT63B (*Turn Ratio Test*).



Figura 4.11-Medidor da relação de transformação (Mala de Ensaio TRT63B).

Esta mala de ensaios permite-nos medir a relação de transformação para cada tomada do transformador. A mala recebe a informação por um conjunto de cabos, os quais são formados por terminais que se conectam à mala e por umas pinças que se ligam às travessias (Figura 4.13 e Figura 4.14). Dependendo da configuração do primário e do secundário do transformador assim se efetua a ligação.

Por exemplo, se nos encontrarmos perante um TP YNy0 (Primário em estrela com neutro acessível e Secundário em estrela) serão necessários oito cabos de medida, uma vez que três serão usados em cada fase do enrolamento AT mais um cabo no neutro. Os outros quatro cabos serão conectados às 3 fases no enrolamento secundário e o outro, uma vez que o secundário não tem o neutro acessível, terá de ser utilizado mas separado e isolado dos restantes, de modo a não causar interferências nos resultados obtidos. Este caso está exemplificado na Figura 4.12.

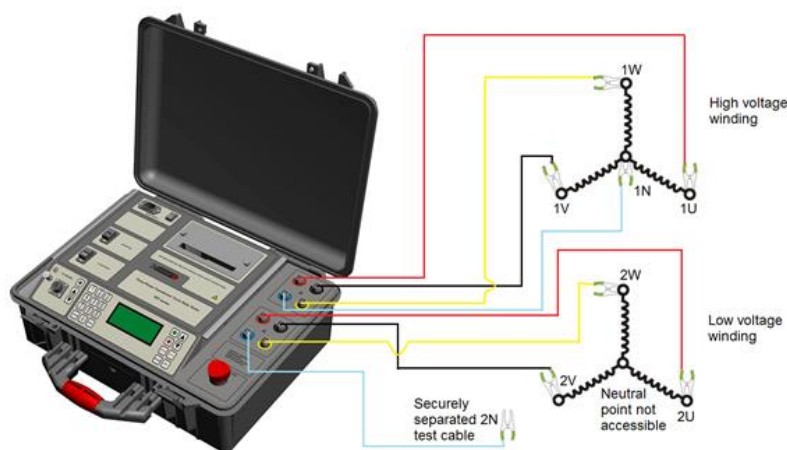


Figura 4.12-Ligação da mala de ensaios a um transformador YNy0. [30]



Figura 4.13-Terminais dos cabos de ligação à mala de ensaios.



Figura 4.14-Pinças de ligação às Travessias.



Figura 4.15-Ligação das Pinças às travessias do transformador.

Tal como acontece com a mala de ensaios RMO, também com a TRT, é necessária a ligação entre a mala de ensaios e o comando do comutador, o qual se encontra no armário de comutação, para serem dadas as ordens de subida e descida de tomadas. Com a utilização deste tipo de malas de ensaios é possível retirar algumas vantagens, nomeadamente o controlo da corrente de excitação aplicada aos enrolamentos do transformador, o registo automático dos resultados e do desvio verificado face ao valor estipulado, permitindo assim uma verificação imediata do ensaio. A possibilidade de exportar os resultados para uma ferramenta computacional capaz de os adquirir constitui uma outra vantagem da utilização de malas de ensaio. No Gráfico 4.5 está presente o resultado do ensaio da relação de transformação efetuado na TRT.

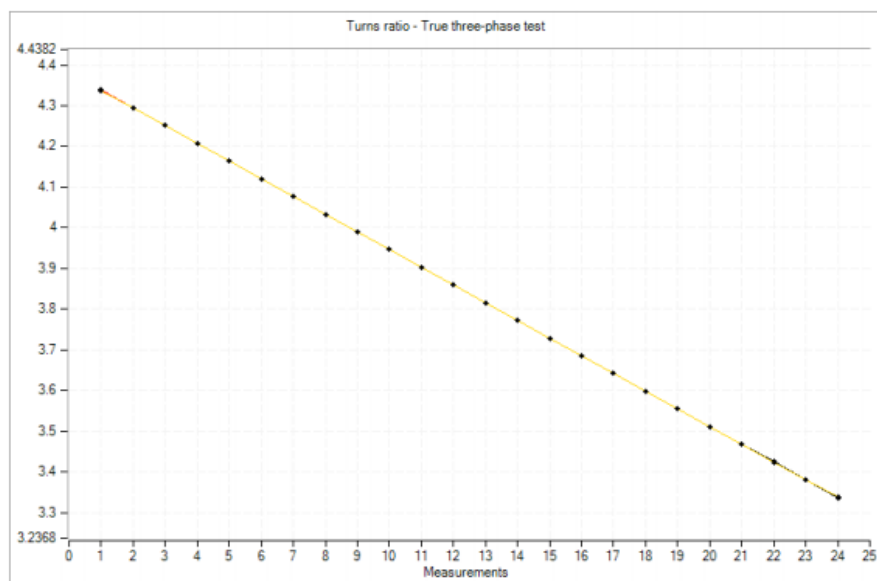


Gráfico 4.5-Resultados Relação de Transformação.

Podemos verificar que a relação de transformação nas três fases em todas as tomadas do comutador é coincidente e, que diminui com a descida de tomadas, o que corresponde ao esperado, uma vez que a regulação se efetua no enrolamento primário, permitindo assim regular a tensão associada ao enrolamento secundário do transformador. Estes resultados são os esperados para uma boa relação de transformação, uma vez que o que se pretende é ter uma relação praticamente igual nas três. Já no Gráfico 4.6 apresenta-se o desvio da relação de transformação de cada fase em todas as tomadas, em relação aos valores fornecidos pelo fabricante do equipamento. Como podemos constatar, em nenhuma situação se verifica um desvio superior a 0.5%.

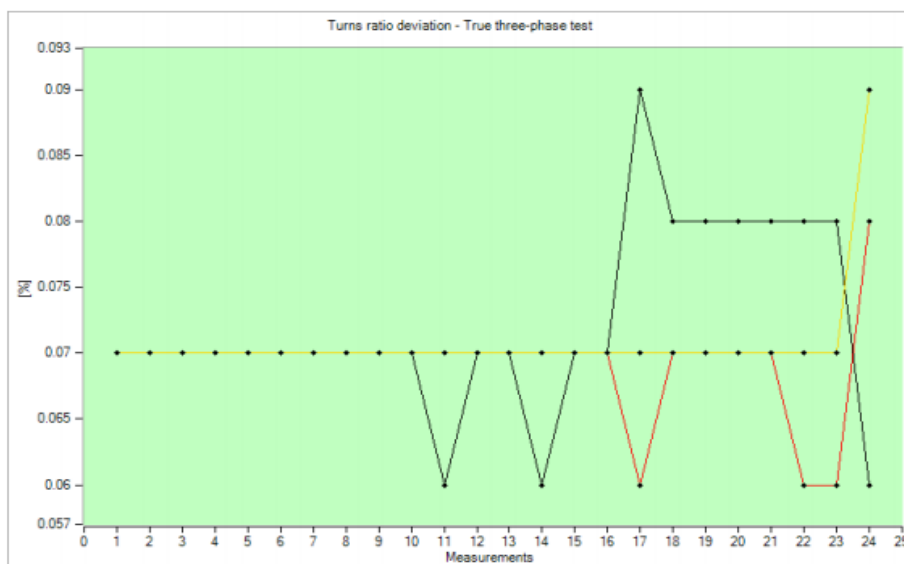


Gráfico 4.6-Desvios da Relação de Transformação.

4.3.4. Medição da Corrente de Excitação

A medição da corrente de excitação pode ser vista como um ensaio auxiliar para averiguar a condição dos enrolamentos e do núcleo. Tal como referido anteriormente, a corrente de

excitação é a corrente necessária para magnetizar a parte ativa do transformador. Havendo variações bruscas da corrente, pode suscitar a existência de um possível defeito nos enrolamentos ou núcleo.

É importante reforçar que a avaliação da corrente de excitação terá de ser encarada como uma grandeza auxiliar de avaliação da condição do núcleo e enrolamentos de um transformador. No Gráfico 4.7 apresenta-se o resultado das correntes de magnetização das 3 fases do enrolamento AT. Verifica-se que apesar de haver uma diferença da corrente de magnetização numa das fases relativamente às outras, não se observam quaisquer variações bruscas na corrente necessária para magnetizar cada fase do enrolamento em todas as tomadas do transformador.

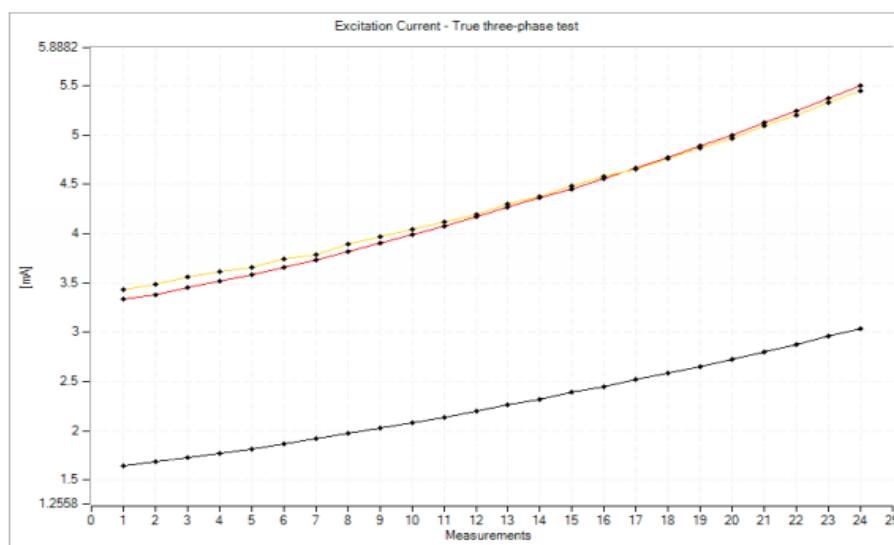


Gráfico 4.7-Corrente de Excitação.

4.3.5. Ensaio das Proteções Próprias

4.3.5.1. Ensaio Relé de Buchholz

Um dos ensaios elétricos que se faz é o ensaio do relé de Buchholz, sendo este realizado com o transformador fora de serviço. São seguidos os seguintes passos para o ensaio:

- 1) O ensaio deve ser realizado com os seccionadores abertos e encravados, liga-se o disjuntor alta tensão) e o de média tensão correspondente ao transformador de potência consignado.
- 2) Prime-se o pulsador de prova do relé de Buchholz até meio para ser sinalizado o alarme de Buchholz. De seguida prime-se até ao fim acionando assim o disparo, desligando o disjuntor de Média tensão e o disjuntor de Alta Tensão por disparo da proteção de Buchholz.

4.3.5.2. Relé de Fluxo de Óleo Comutador em Carga (RS1000)

Também a proteção RS1000 que está associada ao fluxo de óleo existente entre o comutador de tensão em carga e o conservador pode ser ensaiada eletricamente. Para isso será necessário realizar as seguintes etapas:

- 1) O ensaio deve ser realizado com os seccionadores abertos e encravados, liga-se o disjuntor alta tensão e o de média tensão correspondente ao transformador de potência consignado.
- 2) Prime-se o pulsador de prova 1 e é dado o disparo por RS 1000, desligando os disjuntores correspondentes ao transformador consignado.
- 3) Prime-se seguidamente o pulsador de prova 2 desencravando o RS1000.

4.3.5.3. Ensaio Imagem Térmica/Termómetro do Óleo

São realizados ensaios elétricos ao transformador por imagem térmica e por temperatura do óleo isolante. Estes são realizados com o TP fora de serviço, tendo os seccionadores bem encravados e os disjuntores de AT e MT ligados. Este ensaio é feito através de um veio de simulação que é manuseado de forma a aumentar o *microswitch* correspondente à régua de alarme, de forma a atingir a régua de disparo. As réguas definem os valores a partir dos quais ocorre alarme e disparo. Com o ensaio simula-se esse alarme e posterior disparo.

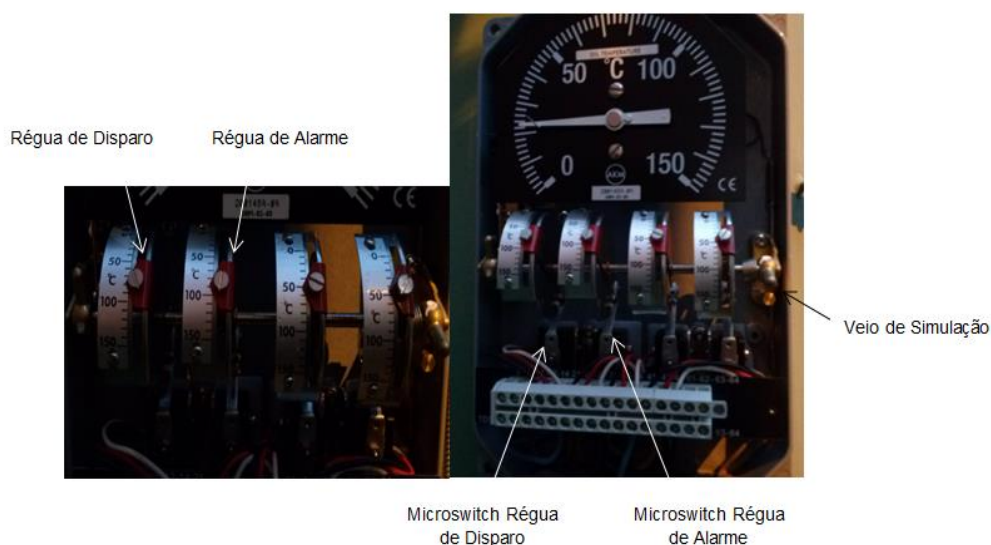


Figura 4.16-Regulação Imagem Térmica/Termómetro do óleo.

A localização das réguas correspondentes ao alarme e disparo por imagem térmica está dependente da localização geográfica do transformador e da estação do ano em que nos encontramos. O mesmo acontece com a localização das réguas de alarme e disparo por temperatura do óleo. Quer isto dizer que atingidas estas temperaturas parametrizadas pelas réguas surge o alarme e o disparo respetivamente.

O ensaio simula o atingir destas temperaturas verificando se houve ocorrência de disparo posteriormente ao alerta por alarme.

4.3.5.4. Ensaio da Válvula de Sobrepressão

O procedimento de ensaio da válvula de sobrepressão é em muito semelhante ao ensaio do relé de Buchholz e do RS1000. A válvula de sobrepressão tem um botão que quando premido simula o disparo, desligando os disjuntores de AT e MT por proteção de sobrepressão.

4.3.5.5. Ensaio arranque dos ventiladores do Sistema de Refrigeração

Geralmente os transformadores de potência AT/MT estão munidos por um termostato com uma sonda colocada na tampa superior do TP, o qual está regulado para casos em que a temperatura interna do TP seja superior ao valor estipulado, acionando-se o arranque dos ventiladores de modo a ajudar na refrigeração do ativo. O valor estipulado para a temperatura de arranque dos ventiladores varia de acordo com a localização geográfica do transformador e a estação do ano, tal como acontece com os valores parametrizados pelas régua do termómetro de óleo e imagem térmica.

O ensaio do arranque dos ventiladores consegue-se simulando um aumento da temperatura do óleo isolante ou dos enrolamentos, até ser atingido o valor de temperatura de ativação dos ventiladores. A simulação do aumento de temperatura consegue-se através do manuseamento do veio de simulação existente no termómetro do óleo ou imagem térmica.

4.3.5.6. Resposta em Amplitude ao Varrimento em Frequência

Esta metodologia de análise é atualmente utilizada em transformadores de potência para detetar possíveis danos/deformações nos enrolamentos e núcleo do transformador, nomeadamente após o ativo ter sido sujeito a esforços eletrodinâmicos violentos ou após o transporte. De uma forma geral a resposta em amplitude ao varrimento em frequência consegue detetar desvios da localização do núcleo, deformações nos enrolamentos e curto-circuitos nas espiras.

O processo consiste na aplicação de uma forma de onda que varia em frequência numa gama compreendida entre os 10 Hz e os 20MHz, nos terminais do enrolamento, medindo-se a tensão e a corrente na extremidade do outro enrolamento, sendo necessário medir a relação de transformação nas diferentes frequências.

Com a aplicação deste método de análise pretende-se determinar a Função de Transferência no domínio das frequências do transformador alvo de análise. A Função de Transferência modeliza o transformador através de um circuito RLC (Resistência, Bobina e Condensador) e havendo uma variação anormal dos valores dos componentes do circuito, leva a que a resposta em frequência do transformador se altere e por conseguinte possa induzir que existe uma anomalia na parte ativa do transformador.

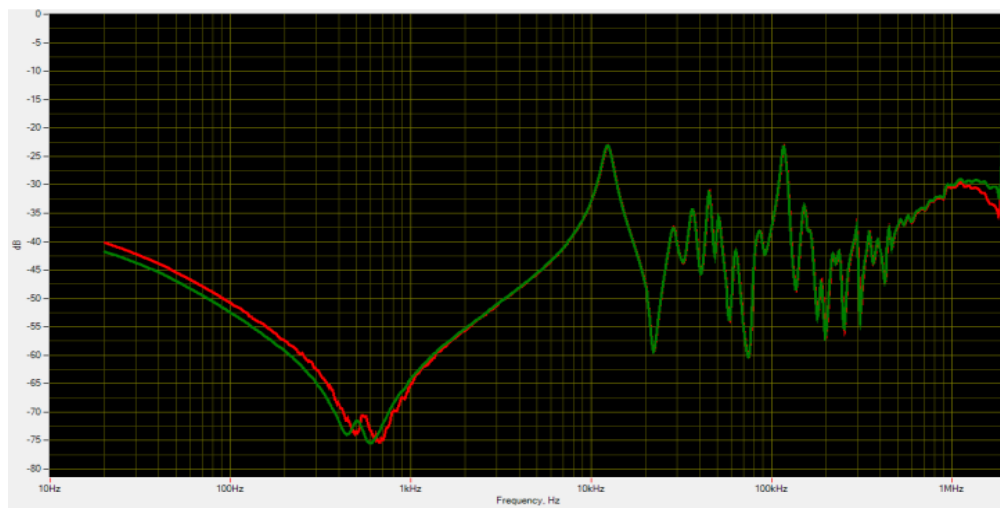


Figura 4.17-Resultado de ensaio de Varrimento em Frequência.

É importante que seja criado um histórico de resultados de ensaio ao longo da vida do transformador em diferentes fases da mesma, possibilitando a identificação de possíveis alterações geométricas dos enrolamentos e núcleo provocadas essencialmente por esforços eletrodinâmicos.

Recorrendo ao histórico e verificando a forma de onda do ensaio atual, podem-se detetar diferenças indicativas de anormalidades na parte ativa do ativo. O FRA é um ensaio muito utilizado e útil na deteção destes defeitos associados à parte ativa, no entanto, por vezes podem-se obter resultados diferentes do obtido no ensaio anterior e o transformador estar em bom estado. Tal deve-se a induções eletromagnéticas existentes no meio envolvente, provenientes, por exemplo, de uma subestação próxima ou linha aérea que interfere com o equipamento utilizado para o ensaio, obtendo-se como consequência resultados irrealistas. A utilização deste equipamento de ensaio tem no entanto a vantagem de ter elevada sensibilidade, ser automático, portátil de fácil utilização.

Sempre que se dá o transporte de um transformador terá de se efetuar o FRA e na chegada do ativo ao local de funcionamento também terá de ser feito o ensaio, no sentido de comparar as formas de onda, detetando possíveis incoerências nos enrolamentos e portanto, degradação da parte ativa por alteração de geometria.



Figura 4.18-Equipamento de ensaio do FRA (M5400).

4.4. Outros Métodos de Diagnóstico

4.4.1. Inspeção Termográfica (Termografia)

Este método de diagnóstico da condição de transformadores é realizado no âmbito de inspeções realizadas em subestações. Através desta tecnologia é possível detetar possíveis anomalias no transformador, nomeadamente nas travessias, nas porcas de aperto das travessias, em descarregadores de sobretensões e no sistema de refrigeração, por via da deteção de pontos quentes. Também a deteção de sobreaquecimentos nas paredes da cuba do transformador pode indiciar uma anomalia interna. As inspeções termográficas são realizadas com o transformador em serviço, sendo esta uma análise superficial do transformador, a qual pode levar à retirada de conclusões intrínsecas do mesmo. Na Figura 4.19 está presente o resultado de uma inspeção termográfica efetuada às travessias de um transformador, tendo sido detetado um ponto quente do tipo A (o mais grave) na porca de aperto de uma das travessias.

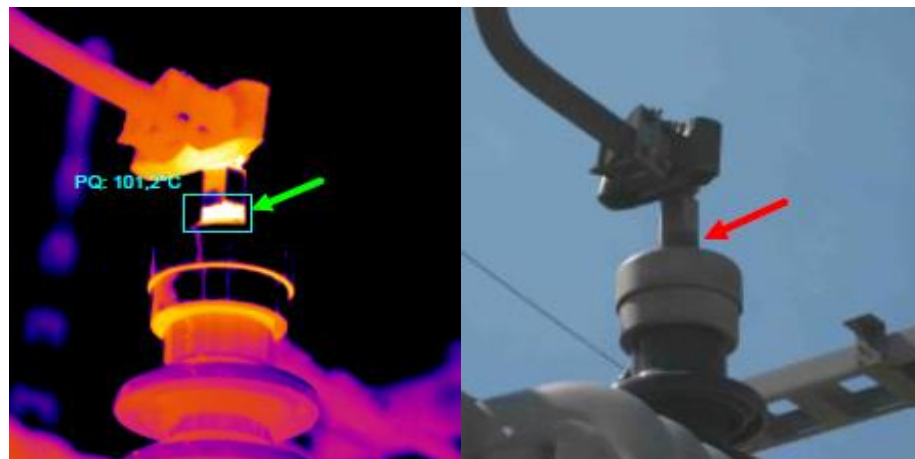


Figura 4.19-Inspeção Termográfica Travessia.

4.4.2. Inspeções Visuais

Assim como as inspeções termográficas, também as inspeções visuais constituem uma análise exterior ao transformador, no sentido de detetar anomalias ao nível dos componentes do mesmo. Ao contrário do que acontece com uma inspeção termográfica, em que a partir da observação externa é possível detetar possíveis defeitos que ocorrem no interior do transformador, com as inspeções visuais tal não acontece, uma vez que são analisadas questões físicas dos componentes no sentido de verificar se estão em bom estado. Podemos com as inspeções visuais averiguar acerca da condição da cuba. O que é costume detetar visualmente através de inspeções à cuba é a corrosão existente na mesma, bem como o estado da ligação à terra. Podem ainda ser analisadas possíveis fugas de óleo. Ao nível das travessias podem ser detetadas visualmente fissuras, sujidade, fugas de óleo e mesmo isoladores partidos. Também o sistema de refrigeração pode ser alvo de inspeção visual através da verificação da condição do armário de reagrupamento de cabos afeto ao sistema, assim como a análise da condição das pás dos ventiladores. Por fim temos as inspeções visuais aplicadas ao comutador em carga através da avaliação do armário de comando do comutador em carga, verificação da existência de vestígios de desgaste e possíveis fugas de

óleo. Este tipo de diagnóstico aplicado ao ativo é claramente menos conclusivo acerca da verdadeira condição do equipamento, no entanto, não deixa de ser importante para a detecção de componentes danificados, que poderão nas situações mais críticas comprometer o normal funcionamento do ativo.

4.4.3. Monitorização da corrente do motor de comando do comutador de tensão em carga.

Como supra mencionado, os problemas mecânicos dos comutadores em carga constituem uma das principais causas de falha do equipamento afeto ao transformador. Com a medição da corrente do motor no momento da comutação é possível obter informações acerca do funcionamento normal/anormal do comutador, uma vez que obtendo-se valores de corrente acima dos esperados, comparativamente com os valores padrão ou valores tendenciais, indicia que o motor foi obrigado a um esforço adicional para efetuar a comutação, podendo suscitar-se a existência de um problema na parte mecânica do equipamento. Na figura 4.20 está presente a evolução da corrente do motor que aciona a manobra de comutação. Verificamos que existe um pico de corrente inicial, momento em que se inicia a manobra de comutação e existe um esforço anormal entre sensivelmente os dois e os três segundos. Este esforço pode ser explicado por uma má lubrificação ou anomalia na parte mecânica do comutador.

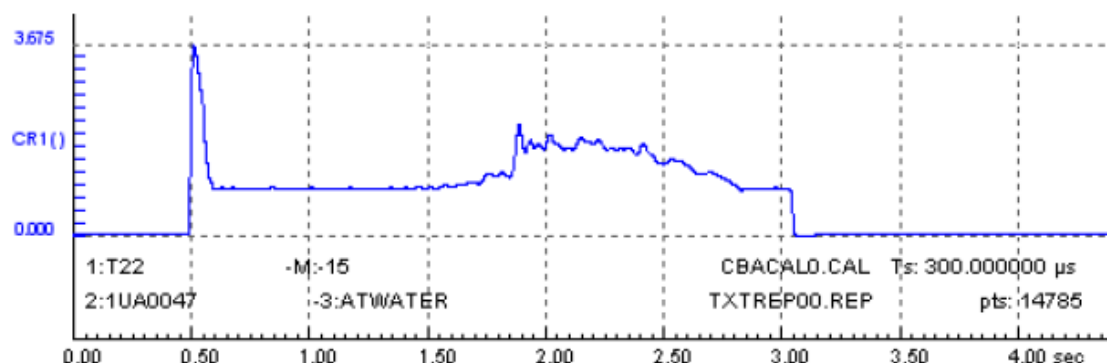


Figura 4.20-Corrente do Motor de acionamento do comutador em carga. [31]

Capítulo 5

Manutenção, Monitorização e Sistemas de Proteção de Transformadores de Potência AT/MT

5.1. Manutenção

A prática de manter tecnicamente um determinado equipamento tem uma importância fulcral, pois permite aumentar a longevidade deste e assegurar que ao longo do seu período de vida, exerce a sua função nas melhores condições possíveis. A manutenção de transformadores de potência não foge à regra, tendo uma importância vital na preservação da sua condição, resultando num bom desempenho do ativo.

Os transformadores são geralmente equipamentos bastante fiáveis tendo um tempo de vida expectável de 40 anos. A verdade é que existem transformadores que são capazes de ultrapassar os 60 anos de idade. Esta capacidade de resistência em relação à duração expectável do ativo deve-se, em grande parte às boas práticas de manutenção aplicadas no transformador ao longo de todo o seu período de vida. Obviamente que manter um equipamento acarreta custos por vezes significativos para uma empresa, havendo a necessidade e preocupação de fazer o balanço entre o proveito de uma determinada manutenção e os custos que ela acarreta, não colocando em causa o facto de a manutenção ser imprescindível.

De forma sintética podemos referir que a manutenção de um transformador, como de qualquer outro equipamento de elevada importância para um determinado setor, consiste num conjunto de ações técnicas e de gestão realizadas de uma forma direta ou indireta no equipamento, por forma a assegurar o seu correto funcionamento com os maiores índices de segurança e fiabilidade, tendo em conta aspetos técnicos e económicos.

Podemos dividir a manutenção de transformadores de potência em três grandes tipos de manutenção como verificamos na figura seguinte.

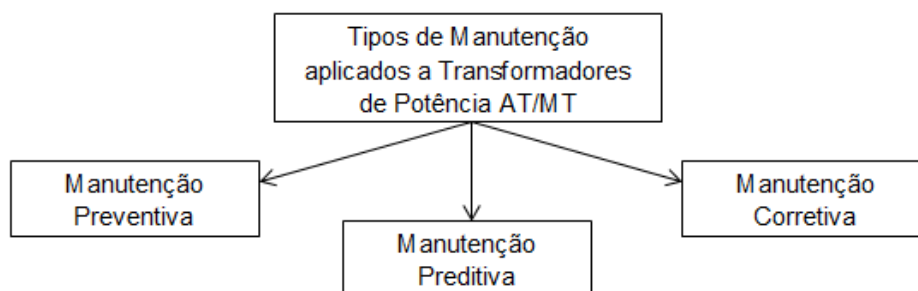


Figura 5.1-Tipos de Manutenção aplicados a Transformadores de Potência AT/MT.

5.1.1. Manutenção Preventiva

A manutenção preventiva tem como principal objetivo reduzir a probabilidade de ocorrência de avarias, ou a degradação de uma determinada função/componente do ativo

Este tipo de manutenção é uma prática que é programada, ou seja, são ações realizadas segundo critérios pré-determinados. É uma operação que é feita no transformador em intervalos de tempo pré-definidos ou de acordo com o número de manobras de um componente, sendo baseada na intervenção em componentes do transformador, no sentido de manter a boa condição de operação do mesmo. Em suma, estamos perante a manutenção preventiva sistemática, ou seja, é uma manutenção aplicada ao ativo independentemente da sua condição técnica, mas de acordo com parâmetros pré-definidos.

Associada à manutenção preventiva, existe ainda a chamada manutenção preventiva condicionada, a qual visa repor a condição técnica do ativo e a eliminação de potenciais falhas detetadas por eventuais inspeções efetuadas durante a manutenção preventiva sistemática. É um tipo de manutenção claramente dirigida à condição efetiva do ativo. Num transformador de potência, o sistema de isolamento é um dos subsistemas do ativo de maior suscetibilidade de degradação. Como supra mencionado, a vida útil do transformador está dependente do estado do isolamento sólido presente nos enrolamentos. Como é perceptível, a mudança do sistema de isolamento não pode ser efetuada sempre que se procede a uma manutenção preventiva, uma vez que tal prática seria insuportável a nível económico. Mas o que é realmente possível colher de uma manutenção preventiva é a diminuição dos fatores que aceleram o envelhecimento do sistema de isolamento, mantendo o óleo e papel isolantes em condições que não prejudiquem o correto funcionamento do ativo.

É importante referir que uma manutenção preventiva não deve, de forma alguma, ser levada a cabo, com o único propósito de, cumprimento de calendário, porque apesar de ser uma manutenção efetuada segundo critérios pré-definidos, esta deve ter o máximo rigor, a fim de serem evitados defeitos que possam estar na iminência de ocorrer.

5.1.2. Manutenção Preditiva

A manutenção preditiva é um tipo de manutenção que permite antecipar o aparecimento de avarias, baseando-se na projeção da perspectiva de evolução da condição do ativo, a partir de dados recolhidos na monitorização em tempo real ou pelo histórico de informação existente. Também a comparação dos parâmetros atuais com os fornecidos pelo fabricante, permite retirar informações acerca do estado atual dos componentes do transformador. Pretende-se

com esta manutenção prever falhas, evitando assim a chamada manutenção corretiva. É a técnica de manutenção com maiores perspectivas de evolução, sendo tal facto explicado em parte devido à evolução dos sistemas de monitorização de transformadores, a partir dos quais, é possível recolher informações úteis para efetuar uma análise do ativo, estimando a condição do mesmo.

Em termos económicos este tipo de manutenção é considerado o mais rentável, porque para além dos benefícios da manutenção preventiva, evitam-se com esta técnica, intervenções ou substituições de componentes de equipamentos que ainda apresentem boas condições de funcionamento. Com este tipo de manutenção é também possível estimar o tempo de vida restante do transformador, dependendo do seu estado de conservação. O acompanhamento em tempo real dos níveis de gases dissolvidos no óleo isolante constitui uma prática de manutenção preditiva.

As técnicas preditivas são métodos de diagnóstico que também se incluem na manutenção preventiva, no entanto, são baseadas numa análise dos dados fornecidos pela monitorização em tempo real do equipamento ou por análise da evolução de determinados parâmetros como os gases dissolvidos no óleo isolante.

5.1.3. Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva é um tipo de manutenção que é executada no transformador com o intuito de corrigir falhas dos seus componentes para que se possa colocar em serviço o ativo em condições satisfatórias de funcionamento. Este tipo de manutenção é aplicado no ativo sempre que este sai de serviço devido à ocorrência de um defeito. Esta manutenção corresponde ao tipo de manutenção que acarreta maiores custos para uma empresa distribuidora de energia.

A manutenção corretiva pode ser curativa e paliativa. A manutenção corretiva paliativa é um tipo de manutenção que é aplicado ao transformador no sentido de o colocar em serviço de uma forma provisória, uma vez que a sua anomalia não foi reparada na totalidade. Este tipo de manutenção acontece em casos em que existe a necessidade de colocar o ativo em serviço, não havendo tempo para efetuar a reparação completa do problema. Muitas das vezes o ativo é efetivamente colocado em serviço, no entanto, limitado em termos de exploração. Já na manutenção corretiva curativa a anomalia é corrigida através de uma reparação total do problema, podendo o ativo ser posteriormente colocado em serviço, sem qualquer limitação de funcionamento.

5.1.4. Falta de Manutenção vs. Manutenção Inadequada

A falta de manutenção num transformador pode manifestar-se de diversas formas nomeadamente, no desgaste mecânico dos contactos do comutador de tensão em carga, pela humidade que se entranha no transformador devido à degradação acentuada de componentes como as juntas de vedação. A sujidade existente nas travessias, vestígios de óleo, eletrificações danificadas dos armários do comutador e sistema de refrigeração, constituem casos demonstrativos da inexistência de uma manutenção cuidada. Havendo uma manutenção regular, todas as ocorrências mencionadas podem ser corrigidas ou mesmo evitadas, conseguindo-se melhorar a condição do transformador. É importante referir que por vezes é mais prejudicial para o ativo uma manutenção inadequada do que a ausência de manutenção, isso porque, realizando incorretamente uma manutenção, sendo ela intrusiva ou não, poderá

trazer mais danos ao ativo do que por e simplesmente não efetuar qualquer ação no mesmo, ou seja, o transformador continua com um desempenho consideravelmente bom, mesmo não sendo efetuada nele qualquer ação de manutenção.

Manter um transformador com condições satisfatórias de operação depende em grande parte do bom estado de conservação do isolamento sólido e líquido. Para um óleo isolante, a existência de humidade e o seu envelhecimento normal associado a sobreaquecimentos locais, são fatores que alteram as suas propriedades/características, prejudicando globalmente o funcionamento da parte ativa do transformador. Assim sendo, práticas de manutenção são praticamente obrigatórias no sentido de manter o bom funcionamento da máquina efetuando análises periódicas ao óleo, tratamentos do óleo, ensaios elétricos e práticas de manutenção preventiva e preditiva.

Os transformadores têm uma vida útil dependente, em parte, do tipo de manutenção que é efetuado, da qualidade da manutenção e da adequabilidade desta, dependendo das circunstâncias. Existe assim, uma grande necessidade de ter programas específicos de manutenção, de forma a prolongar ao máximo a vida de um transformador. Em jeito de conclusão reitero que a manutenção, apesar de ao longo da vida do ativo acarretar custos à entidade responsável pelo mesmo, torna-se a longo prazo imprescindível, uma vez que se prolonga consideravelmente a vida do ativo, evitando por conseguinte a sua precoce substituição.

5.2. Monitorização

Atualmente, existem no mercado sistemas capazes de monitorizar em tempo real o transformador, ou seja, são sistemas que conferem ao ativo uma monitorização *online*, supervisionando os valores de determinadas grandezas inerentes aos constituintes do ativo. A humidade, o DGA, a temperatura, a quantidade de gases, o valor da tensão e intensidade de corrente dos enrolamentos, a posição do comutador de tensão em carga, o fator de dissipação dielétrico e capacidade das travessias, são alguns dos exemplos de grandezas possíveis de monitorizar em tempo real. Nos últimos anos, têm surgido diversos projetos criados por diversos fabricantes de equipamentos elétricos, que visam melhorar essa monitorização em tempo real, tentando englobar novas variáveis que permitam obter informações mais fidedignas acerca da real condição do equipamento. Estes sistemas são fundamentalmente constituídos por sensores de recolha de informação, *hardware* e *software* que processam a informação, e protocolos de comunicação que fazem a interligação entre os diversos componentes e o utilizador.

A monitorização de transformadores requer portanto a integração de sensores nos mesmos, gestão e análise cuidada dos dados recolhidos, por forma a obter um conhecimento fiável do estado de funcionamento do ativo.

Uma das grandes dificuldades na construção destes sistemas é saber que parâmetros monitorizar, e de entre eles, os que transmitem uma maior veracidade acerca da real condição do componente/ativo.

Outro dos problemas é o tratamento da grande quantidade de informação recebida, problema vulgarmente conhecido como “tsunami” de informação.

Um handicap dos sistemas de monitorização está relacionado com o facto de estes equipamentos não serem compatíveis com todos os tipos de transformadores, ou seja, são ainda poucos os fabricantes que fazem os sistemas “à medida” do transformador a monitorizar.

É uma área em clara expansão e que grandes fabricantes de componentes para transformadores como a Alstom, ABB, General Electric, Efacec estão a trabalhar para conceber mais e melhores sistemas de monitorização em tempo de real.

Estes sistemas de monitorização são sistemas de custo relativamente elevado.

Para concluir podemos afirmar que a finalidade deste tipo de sistemas é fazer uso do seu poder de diagnóstico de avarias e identificar as principais causas de falha que, conjuntamente com a manutenção preventiva, constituam uma poderosa ferramenta na gestão dos transformadores de potência de uma determinada entidade energética. Tendo um sistema com elevados índices de detalhe e confiabilidade será possível ter conhecimento do tempo de vida útil dos transformadores e prevenir avarias, conseguindo-se reduzir os custos de manutenção.

Apresentam-se alguns dos equipamentos que existem atualmente no mercado capazes de transmitir em tempo real, informações relativas a parâmetros de funcionamento do transformador. [10]

- Sistema de Monitorização do DGA - Conhecendo em tempo real a concentração de gases dissolvidos no óleo isolante, é possível prever a ocorrência de defeitos e, no caso de os mesmos acontecerem, é possível ter uma perceção da causa do defeito que ditou a formação desses gases. Na Figura 5.2 apresenta-se um equipamento da General Electric.



Figura 5.2- Sistema de Monitorização do DGA (Modelo Kelman TRANSFIX). [32]

- Sensor de Gases - Através deste tipo de sensor é possível detetar uma anomalia no ativo, através da verificação em tempo real de uma anormal concentração de gases no interior do transformador.
- Sensor de Humidade - Conhecendo níveis de humidade existentes no óleo isolante é possível prevenir defeitos que poderão ocorrer no transformador resultantes do acelerado envelhecimento do papel dos enrolamentos e do óleo isolante do transformador. Na Figura 5.3 apresenta-se um equipamento da General Electric.



Figura 5.3-Sensor de Gases e Humidade (Modelo Hydran M2). [33]

- Sistema de Monitorização de Travessias Capacitivas- Este tipo de equipamento permite supervisionar o valor da capacidade interna e do fator de dissipação dielétrico ($\tan \delta$) do isolamento das travessias, detetando variações bruscas destes parâmetros ou valores elevados que poderão indiciar a existência de uma anomalia numa travessia capacitiva. Através desta ferramenta de monitorização torna-se possível evitar falhas, ao serem detetadas anomalias numa fase ainda inicial, que no limite poderão ser potencialmente catastróficas. Na Figura 5.4 apresenta-se um equipamento da Trafotech.



Figura 5.4-Equipamento para medição da capacidade interna e $\tan \delta$ de travessias capacitivas. [34]

- Sensor de Temperatura

Este tipo de equipamentos permitem monitorizar a temperatura do óleo isolante e de um ou mais enrolamentos, conferindo proteção ao transformador através da ativação da ventilação no caso de se verificarem elevadas temperaturas. Na Figura 5.5 apresenta-se um equipamento da Trafotech.

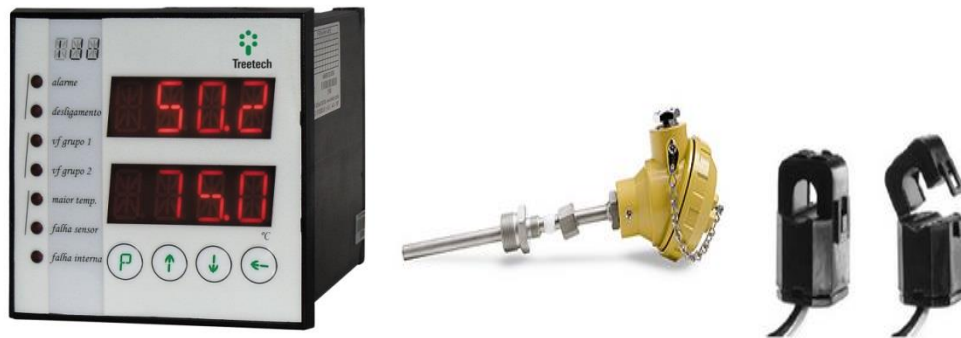


Figura 5.5-Sensor de temperatura (Modelo TM1). [35]

Aliando um bom sistema de recolha de informação a um sistema eficaz de tratamento da mesma, alcança-se uma boa fórmula de antecipação de situações de avaria num estado precoce de desenvolvimento. Com estes sistemas, aumentam as possibilidades da falha ser evitada, preservando a conservação do ativo, prolongando a vida do mesmo.

5.3. Sistemas de Proteção

Os sistemas de proteção associados ao transformador de potência não são capazes de evitar defeitos associados ao ativo. Os sistemas de proteção são sim fundamentais na preservação do transformador na ocorrências destas situações, ou seja, quando surge um defeito as proteções detetam o defeito, levando-as a atuar em situações extremas, conferindo proteção ao equipamento. No caso de estarmos perante um defeito grave e caso este não seja resolvido rapidamente retira-se de serviço o equipamento, sendo este reposto quando o defeito for totalmente eliminado. [36]

Como é perçetível, os sistemas de proteção não podem ser considerados parâmetros a introduzir no cálculo de índices de saúde de transformadores, uma vez que estes não são parte integrante do transformador mas sim equipamentos anexos para sua proteção em caso de defeito. No caso de existir uma anomalia numa proteção, isso não afeta diretamente a saúde do ativo, podendo sim ser prejudicial, no caso de se dar um defeito e a proteção não atuar por estar com uma anomalia.

Note-se que quando falamos em sistemas de proteção de transformadores não estão incluídos o Relé de Buchholz, a Válvula de Sobrepressão, Termómetro do óleo, Imagem térmica ou o Rele de fluxo de óleo do comutador, pelo simples facto destas serem consideradas proteções próprias do transformador. Apesar de estarem associados às proteções próprias, relés que fazem atuar os disjuntores no caso de se ultrapassarem determinados parâmetros considerados de aceitáveis, essas proteções são consideradas parte integrante do transformador.

Associado a um transformador encontramos inevitavelmente as seguintes proteções:

- Proteção Diferencial;
- Proteção contra Sobreensões;
- Proteção contra Sobreintensidades.

5.3.1. Proteção Diferencial

A proteção diferencial tem como objetivo comparar a corrente de entrada num determinado equipamento com a corrente de saída do mesmo, atuando se a diferença de corrente for superior a um determinado valor previamente parametrizado. A proteção diferencial, que constitui a proteção principal de um transformador, tem como objetivo minimizar as consequências negativas resultantes de um defeito ou avaria no equipamento. [37] A utilização deste tipo de proteção é viável para transformadores que tenham uma potência superior a 5 MVA.

A proteção diferencial é formada por um relé e por transformadores de intensidade.

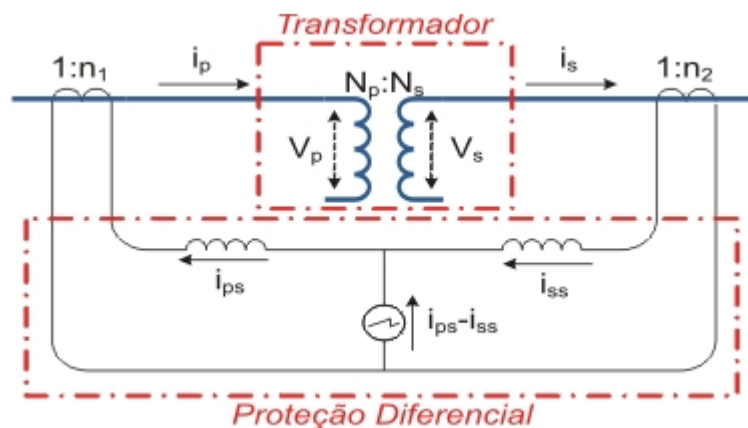


Figura 5.6-Proteção Diferencial. [38]

Na figura podemos observar a presença de transformadores de intensidade colocados em série com o primário e secundário do transformador. No caso de ausência de defeitos a corrente nos transformadores de intensidade (i_{ps} , i_{ss}) são as mesmas desde que se verifique que a relação de transformação do transformador e dos transformadores de intensidade seja a mesma ($N_p:N_s=n_2:n_1$). Esse é um dos handicaps deste tipo de proteção, uma vez que existem alguns erros com a relação de transformação dos transformadores de intensidade que pode levar a uma atuação indevida por parte das proteções. Para evitar que tal se suceda, as proteções são programadas com uma determinada margem de segurança, precavendo cenários de atuação sem necessidade e cenários de não atuação quando efetivamente a proteção deveria atuar. [38]

5.3.2. Proteção contra Sobretensões

Como referido anteriormente, os transformadores podem estar sujeitos a sobretensões, podendo estas ser de origem atmosférica, devido a manobras na rede ou defeitos ocorridas no transformador e na própria rede. Desse modo é vital proteger o equipamento contra tensões não suportáveis ou prejudiciais para o mesmo.

O equipamento mais utilizado atualmente para conferir proteção contra sobretensões em transformadores de potência é o descarregador de sobretensões (DST). Podemos encontrar também hastes de descarga localizadas nas travessias do transformador, no entanto, esta técnica é menos frequente. Existem DST de Carboneto de Silício (SiC) e de Óxido de Zinco (ZnO). Um DST de carboneto de silício consiste num conjunto de resistências de SiC e de explosores dispostos em série. Havendo uma sobretensão ocorre uma disrupção dos

explosores ligando automaticamente os blocos de SiC à rede, criando-se um circuito à terra pouco impedante, por forma a facilitar o escoamento do defeito para a terra. Uma desvantagem deste tipo de DST é o envelhecimento dos explosores, o que impede criar o circuito de ligação à terra. Nestas situações pode ocorrer a explosão do DST porque apesar de este conduzir a sobretensão à terra, não consegue extinguir o arco elétrico, levando assim à sua explosão nas situações mais dramáticas. Também o facto de serem equipamentos muito sensíveis à poluição e salinidade do meio envolvente, contribui para que este tipo de equipamento já não seja muito utilizado nas novas subestações. [39]

Os DST utilizados atualmente em novas instalações são os DST de Óxido de Zinco. Estes equipamentos são constituídos por colunas de pastilhas de ZnO e com eles conseguem-se resolver certos problemas dos DST de SiC. Uma vantagem deste tipo de descarregador é a sua resistência aos tipos de poluição. Estes equipamentos não necessitam de conter explosores no seu interior o que evita o perigo de explosão por não extinção do arco elétrico na condução da sobretensão à terra. Aliado a estes fatores positivos, encontramos uma melhor capacidade de dissipação de energia. [39]

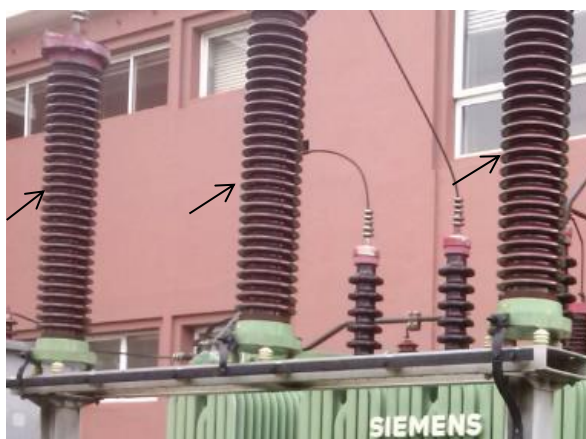


Figura 5.7-Descarregadores de Sobretensões (DST).

As hastes de descarga são equipamentos muito pouco utilizados atualmente, na proteção contra sobretensões de transformadores de potência AT/MT. O objetivo das hastes é criar um circuito de escoamento de corrente para a terra, evitando elevados valores de tensão que danifiquem os equipamentos. Havendo uma sobretensão estabelece-se um arco entre as hastes, e a energia acumulado escoar-se para a terra. A única vantagem da utilização das hastes é o baixo custo, quando comparado com os DST. No entanto, as desvantagens quando comparadas com os descarregadores são significativas, começando pela variação das condições dielétricas do ar, que prejudicam a correta atuação do equipamento.

As hastes de descarga são ao mesmo tempo uma fonte de curto-circuitos aos terminais do transformador devido à aproximação de animais. O alinhamento incorreto das hastes condiciona negativamente a sua função. Por todas estas razões nos últimos anos houve uma campanha por parte de diversas empresas distribuidoras, incluindo a EDP Distribuição, para se proceder à retirada das hastes de descarga. [39]



Figura 5.8-Haste de descarga regulável instalada numa Travessia AT. [39]

5.3.3. Proteção contra Sobreintensidades

A proteção contra sobreintensidades atua em situações em que a corrente é superior ao seu valor nominal estipulado. Este tipo de proteção é fundamental para limitar ou impedir a passagem de um valor de corrente prejudicial ao equipamento, ou seja, um valor de corrente superior ao estipulado e dito de suportável pelo mesmo. Estes valores elevados de corrente, que surgem no transformador, podem ser de origem externa ou interna. Sendo a sobreintensidade de origem externa, esta deve-se a curto-circuitos ou sobrecargas. Havendo curto-circuitos entre espiras dos enrolamentos, estamos perante uma sobreintensidade de origem interna.

Esta proteção pode ser realizada utilizando um relé em cada fase ou com um relé único que engloba as três fases, denominado de relé trifásico. O circuito de proteção começa geralmente nos transformadores de intensidade. O relé que está associado a cada TI, carrega a bobina de um relé auxiliar após ser ultrapassado o tempo parametrizado, retirando o transformador de serviço. [36]

Capítulo 6

O Algoritmo de Cálculo

Um algoritmo pode ser visto como um programa complexo que realiza procedimentos no sentido de solucionar problemas, isto por via do encadeamento de sequências finitas de instruções de dados que são processados de acordo com o objetivo de se alcançar o resultado pretendido. Este algoritmo em concreto foi realizado no âmbito da Dissertação, em ambiente empresarial, levada a cabo em colaboração com o Departamento de Manutenção Planeamento e Controlo da EDP Distribuição, sem perder de vista o Projeto “Subestação 5M” proposto pela mesma empresa. O projeto tem como objetivo estudar formas de criar subestações que contenham as seguintes valências:

- Subestações Mais Simples;
- Subestações Mais Pequenas;
- Subestações Mais Económicas;
- Subestações Mais Fáceis de Manter;
- Subestações Rápidas de Construir.

6.1. Cálculo do Índice de Saúde do Transformador

Antes de dar início à explicação da estrutura do algoritmo propriamente dito, analisaremos diversos pontos, nomeadamente, que variáveis introduzir no mesmo. Para tal, é necessário conhecer todos os fatores que prejudicam o transformador e, sobretudo aqueles que o prejudicam de uma forma mais lesiva. Neste sentido, terão de ser identificadas as falhas e defeitos que efetivamente influenciam a saúde do ativo. Desta feita, é necessário responder a um conjunto de questões fundamentais para descortinar as variáveis em questão.

Em primeiro lugar, temos de questionar-nos sobre as funcionalidades essenciais do transformador. Posteriormente terão de ser analisados os modos de falha que prejudicam as funcionalidades vitais do ativo. De entre estes modos de falha quais prejudicam de uma forma mais rigorosa o índice de saúde do transformador? Que falhas originam os modos de falha? Das causas de falha que efetivamente prejudicam o índice de saúde do transformador, quais

têm maior impacto no mesmo? Existe a possibilidade de mensurar as causas dessas falhas? A avaliação da gravidade das causas de falha pode ser feita diretamente ou estatisticamente?

Estas questões são relevantes, no sentido de elaborar um algoritmo consistente e que “toque” nas zonas mais sensíveis do transformador, ou seja, nas zonas mais propensas a defeitos e nas zonas que, em caso de defeito, agravem consideravelmente a saúde do transformador podendo este, em último caso, ter de ser retirado de serviço.

A informação relativa ao estado do transformador pode ser recolhida por intermédio de inspeções visuais, ensaios elétricos, análises ao óleo e papel isolantes, inspeções termográficas entre outros. Não podem ser consideradas variáveis do algoritmo, dados que não haja possibilidade de os quantificar. A somar ao facto de o transformador ser um ativo extremamente complexo, acrescem ainda barreiras que tornam a construção de um algoritmo de cálculo de índices de saúde uma tarefa árdua. A evolução dessa complexidade pode ser demonstrada na Figura 6.1.

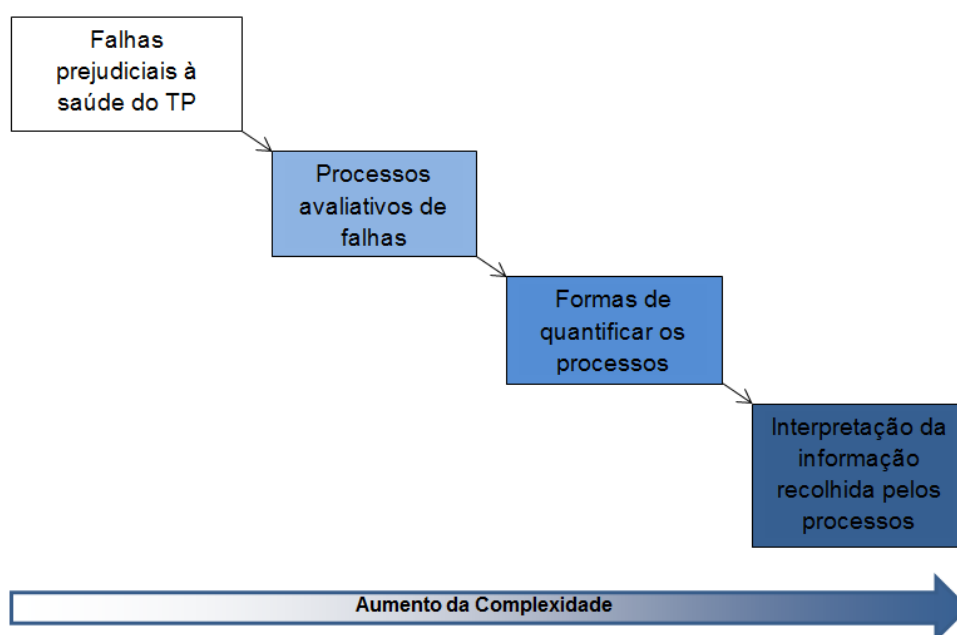


Figura 6.1-Evolução da Complexidade da Construção do algoritmo de cálculo de Índices de Saúde.

O primeiro passo na construção do algoritmo corresponde à identificação de todas as falhas que podem ocorrer num transformador, as quais influenciam o índice de saúde do mesmo, por diminuição da qualidade das suas funções. Seguidamente terão de ser seleccionados os processos capazes de avaliar essas falhas, ou seja, terão de ser estudadas as práticas de análise que avaliarão a condição do ativo. Conhecidos os processos, têm de ser criadas formas de quantificar os resultados obtidos. Por fim reunir-se-ão todos os dados recolhidos, efetuando-se um tratamento dessa informação, no sentido de se obter a condição do equipamento com o máximo rigor e confiança. É notório o aumento da complexidade na sucessão de etapas que se sucedem, desde a identificação das falhas até ao tratamento dos dados recolhidos.

O índice de saúde, não só do transformador como da condição de cada componente constituinte do mesmo, vem expresso numa escala numérica, em que o seu valor mínimo é o 0 e o seu valor máximo é o 100. A escala é dividida em cinco patamares, estando a cada um

deles, associada uma cor que indica a gravidade do estado do transformador ou seus componentes.

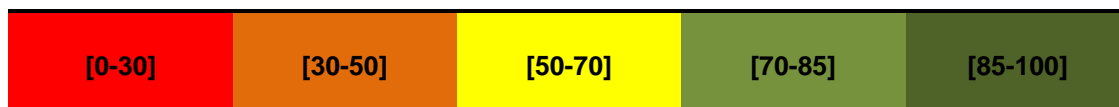


Figura 6.2-Escala numérica do Índice de Saúde do Transformador/Componentes.

Esta escala divide o estado do transformador em Mau Estado, Estado Intermédio e Bom Estado.

Do estudo desenvolvido, analisadas as falhas mais frequentes, não esquecendo o grau de gravidade das mesmas, concluiu-se que são imprescindíveis à elaboração do algoritmo os modos de falha presentes na Tabela 6.1, os quais prejudicam as funções de um transformador de potência AT/MT:

- Transformar a Alta Tensão para a Média Tensão e Garantir Potência;
- Garantir valores de Média Tensão adequados através da Comutação de tomadas no enrolamento de Alta Tensão;
- Garantir arrefecimento no Transformador.

Tabela 6.1-Modos de Falha associados às funções do Transformador.

Modo de Falha	Funções
Perda de Isolamento Interno	Transformar a Tensão AT em MT e Garantir Potência
Perda de Isolamento Externo	
Falha do Sistema de Refrigeração	Garantir Arrefecimento no Transformador
Falha da Manobra de Comutação	Garantir Valores de Tensão MT adequados, através da Comutação de Tomadas nos Enrolamentos AT

De entre os modos de falha supra mencionados, é importante conhecer quais deles são mais prejudiciais à saúde do transformador. Começando pelos modos de falha que prejudicam a função de transformar a alta tensão para a média tensão e de garantir potência, apresentam-se as condições capazes de avaliar os níveis de isolamento interno e externo do transformador.

Tabela 6.2-Modos de Falha associados à função de Transformar a Tensão AT em MT e Garantir Potência.

Função	Modo de Falha	Condição de Avaliação do Modo de Falha
Transformar a Tensão AT em MT e Garantir Potência	Perda de Isolamento Interno	Condição do Óleo Isolante
		Condição dos Enrolamentos
		Condição do Núcleo
		Condição da Cuba
		Condição das Travessias
	Perda de Isolamento Externo	Estado das Travessias

6.1.1. Perda de Isolamento Interno

Compreende a Perda de Isolamento Interno a condição do óleo isolante, dos enrolamentos, do núcleo, da cuba e das travessias.

Esta função do transformador é a mais importante, por ser a base do seu funcionamento, razão pela qual os modos de falha associados, serem os que têm um peso maior de entre as variáveis do algoritmo, como veremos mais à frente. Dentro de cada modo de falha existe ainda a necessidade de ponderar as diferentes condições que o avaliam. As condições mais importantes são a condição dos enrolamentos e das travessias, o qual pode ser explicado pelo facto destes componentes do transformador serem a causa de grande parte das avarias verificadas em transformadores, como também pelo facto de a condição dos enrolamentos ser a essência do funcionamento do ativo.

O facto de as travessias serem vistas como sendo terminais dos enrolamentos, torna-as juntamente com os enrolamentos, componentes imprescindíveis para a transformação de potência. Note-se, que apesar do óleo isolante ser considerado um componente fundamental no correto funcionamento do transformador, este não tem a importância dos enrolamentos ou das travessias, isso porque, o óleo isolante é um elemento que pode ser, de uma forma relativamente rápida e simples, substituído ou regenerado. O mesmo não se verifica com o papel isolante, pois o processo de substituição do mesmo é de um elevado detalhe e complexidade. Assim, em parte, se explica a razão pela qual a condição dos enrolamentos ser vista como a mais importante para a saúde efetiva do transformador, em detrimento da condição do óleo isolante.

As travessias desempenham um papel muito importante pois efetuam a ligação dos enrolamentos ao exterior, sendo que a sua má condição influencia não só o correto funcionamento do transformador, como compromete os níveis de isolamento interno por degradação do papel e óleo isolantes. Pelos motivos acabados de referir, se explica o porquê da condição das travessias e dos enrolamentos serem as condições de maior importância no que toca ao nível de isolamento interno de um transformador de potência. Para cada condição de avaliação do nível de isolamento interno e externo, existem processos que quantificam essa

condição, ou seja, são práticas que se aplicam ao transformador ou seus componentes no sentido de avaliar a condição interna e externa do ativo alvo de avaliação.

De seguida serão apresentados na Tabela 6.3, os processos ou indicadores que podem fornecer informações acerca do nível de isolamento interno, no que toca à funcionalidade de transformar a tensão e garantir potência.

Tabela 6.3-Processos/Métodos de Avaliação.

Condição de Avaliação do Nível e Isolamento Interno	Indicadores de Avaliação
Condição do Óleo Isolante	Tensão Disruptiva Teor de Água Tensão Interfacial (IFT) Teor de Acidez
Condição dos Enrolamentos	2FAL Grau de Polimerização Viscosimétrico Médio Ensaio Elétrico-Resistência de Isolamento Ensaio Elétrico-Resistência ohmica enrolamentos Ensaio Elétrico-Varrimento em Frequência DGA
Condição do Núcleo	Ensaio Elétrico-Resistência de Isolamento Ensaio Elétrico-Medição da Corrente de Excitação Ensaio Elétrico-Varrimento em Frequência
Condição da Cuba	Inspeção Visual-Grau de Corrosão Inspeção Visual-Estado das Ligações à Terra Inspeção Visual-Fugas de Óleo
Condição Interna das Travessias	Sobreaquecimento Interno (Termografia)

6.1.1.1. Condição do Óleo Isolante

Quando falamos em condição do óleo isolante estamos a referir-nos maioritariamente à sua condição em termos dielétricos. Os indicadores capazes de refletir informações acerca da sua condição são a tensão disruptiva, o teor de água, a tensão interfacial e o índice de acidez. Esses indicadores são geralmente obtidos pela análise em laboratório do óleo isolante. Quanto ao algoritmo, a condição do óleo prejudica o nível de isolamento interno sempre que o teor de acidez ou o teor de água ultrapassam o valor presente na norma e quando a tensão interfacial ou a tensão disruptiva são menores que os valores normativos. A avaliação do teor de água é a única condição em que o algoritmo não se baseia na norma, por considerar que esta é demasiado otimista. O valor limite presente na norma são 40ppm, no entanto quando o óleo isolante atinge este valor de teor de água, estamos perante uma situação de alguma degradação, que o algoritmo terá claramente de prejudicar. Assim sendo, o valor limite presente no algoritmo são 20ppm. Os restantes indicadores são baseados nos valores presentes nas normas respetivas.

Em termos globais são a tensão disruptiva e o teor de acidez que assumem maior importância na determinação da condição do óleo isolante, o que se explica pelo facto de a tensão disruptiva ser o ensaio mais poderoso para avaliar a condição dielétrica do óleo.

O teor de acidez tem tanta importância como a tensão disruptiva porque, apesar de não se obter informação acerca do estado dielétrico do óleo, consegue-se com este ensaio detetar compostos resultantes da sua degradação e da degradação do papel isolante.

A tensão interfacial é o indicador com menor relevo, uma vez que em termos de capacidade de informar acerca de contaminantes presentes no óleo, é inferior à capacidade que o índice de acidez nos confere. A tensão interfacial é muitas vezes utilizada como complemento do índice de acidez.

Na tabela seguinte são apresentados os valores denominados de valores barreira. É dada essa denominação aos valores porque acima ou abaixo deles, o algoritmo prejudica a condição do óleo. Vêm também apresentados os pesos associados a cada indicador bem como o seu valor máximo admissível.

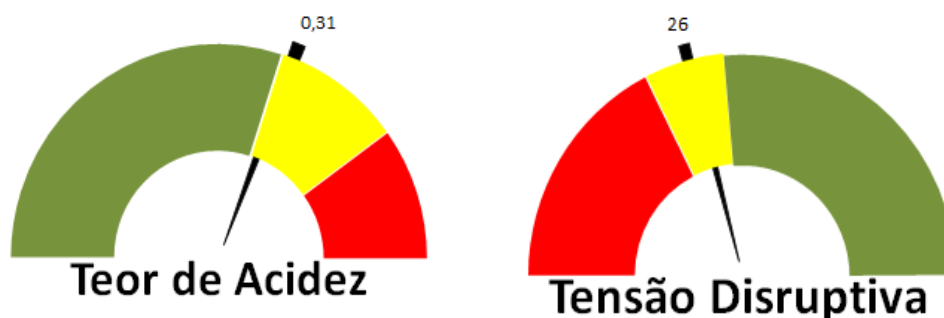
Tabela 6.4-Parâmetro de Avaliação da Condição do Óleo Isolante.

Peso	Indicador	Valor Barreira	Valor Máximo admissível
30%	Tensão Disruptiva [kV]	30 (Norma CEI 60156)	100
15%	Tensão Interfacial [dyne/cm]	20 (Norma ASTM D971-99 a)	45
30%	Teor de Acidez	0,3 (Norma CEI 62021-1)	0,7
25%	Teor de Água [ppm]	20	50

Na Figura 6.3 ilustramos o resultado de uma análise da condição de um óleo isolante de um transformador. Verificamos que este apresenta indicadores com valores prejudiciais à condição do mesmo, como é exemplo o teor de acidez, a tensão disruptiva e o teor de água.

O índice de acidez está ligeiramente superior ao valor normativo (0.31). O teor de água no óleo ultrapassa o valor definido como sendo o valor barreira (28). No que toca à tensão disruptiva, esta apresenta um valor inferior ao definido pela norma (26). Estamos portanto perante um óleo, cujos indicadores apresentam desvios prejudiciais em termos dielétricos para o mesmo, apesar de nenhum desses se encontrar na zona crítica (zona vermelha), mas sim na zona intermédia (zona amarela). O único indicador positivo é a tensão Interfacial que apresenta um ótimo valor, daí graficamente o indicador se encontrar na zona confortável (zona verde).

Globalmente, e tendo em conta os pesos de cada indicador, e de acordo com o desvio verificado em relação ao valor barreira, obtém-se um índice de saúde de 40 para a condição do óleo isolante.



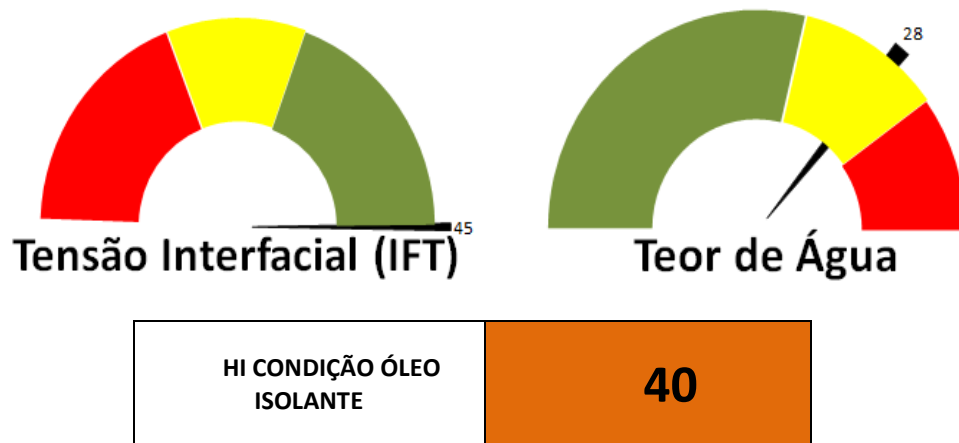


Figura 6.3-Exemplo de resultado obtido para avaliação da Condição do Óleo Isolante

6.1.1.2. Condição dos Enrolamentos

Estamos perante a condição mais importante para o cálculo do índice de saúde de transformadores, mais concretamente para avaliação da sua condição interna. Como referido anteriormente, os enrolamentos são parte vital no funcionamento do transformador. Foram definidas três formas distintas de avaliar a condição dos enrolamentos. A primeira corresponde à análise do papel isolante. A segunda corresponde aos ensaios elétricos capazes de avaliar a sua condição. Por fim temos o DGA, uma vez que através dele é possível conhecer possíveis defeitos que se deram ao nível do isolamento dos enrolamentos, através da deteção de gases específicos dissolvidos no óleo resultantes desses defeitos.

O estado do papel é de extrema importância para averiguar a condição dos enrolamentos. Esse indicador pode ser dado pela medição direta do grau de polimerização viscosimétrico médio (DPv) ou pela concentração do composto furânico 2FAL presente no óleo isolante. A medida direta do DPv tem um maior grau de confiança dado tratar-se de uma medição concreta. O mesmo já não acontece com a medição do 2FAL, em que de acordo com a concentração do composto presente no óleo, efetua-se uma estimativa do estado do papel. A verdade é que este último processo de determinação é claramente mais utilizado, isso porque a medição direta do Dpv implica que o transformador esteja fora de serviço, o que constitui por si só uma situação indesejável, cuja ocorrência não é de todo frequente. O algoritmo é capaz de utilizar um processo ou outro, dependendo dos processos conhecidos no caso em concreto. No entanto, no caso de ser conhecido o DPv e o 2FAL é dada sempre prioridade ao DPv. Na maior parte das situações, como o DPv não é conhecido, será a concentração de 2FAL que será variável de cálculo do índice de saúde do transformador. A condição do papel dos enrolamentos em função do 2FAL vem expressa segundo uma função exponencial, como mostra o Gráfico 6.1. Já a condição do papel em função do DPv vem expressa segundo uma função polinomial de 2º grau. (Gráfico 6.2)

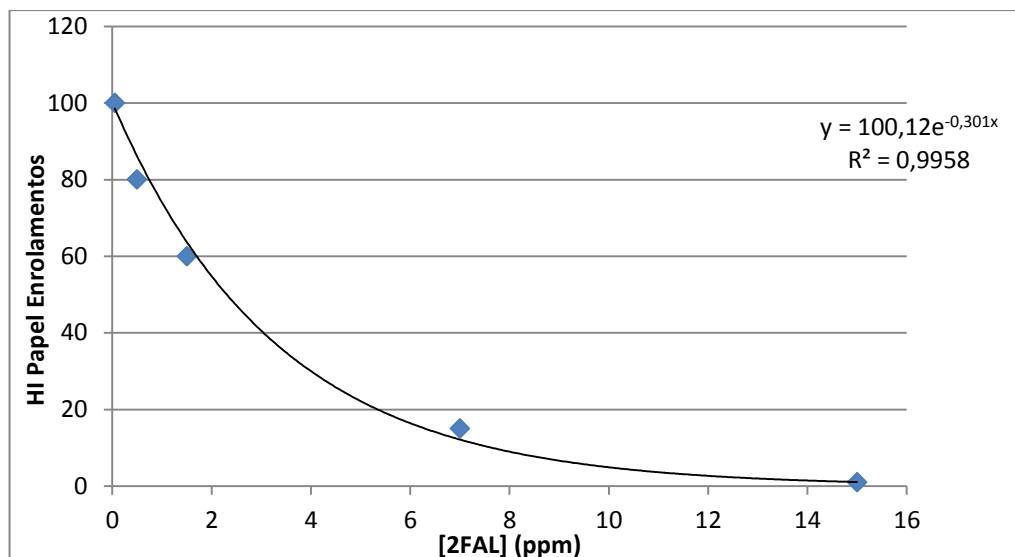


Gráfico 6.1-HI Papel Isolante em função da concentração de 2FAL.

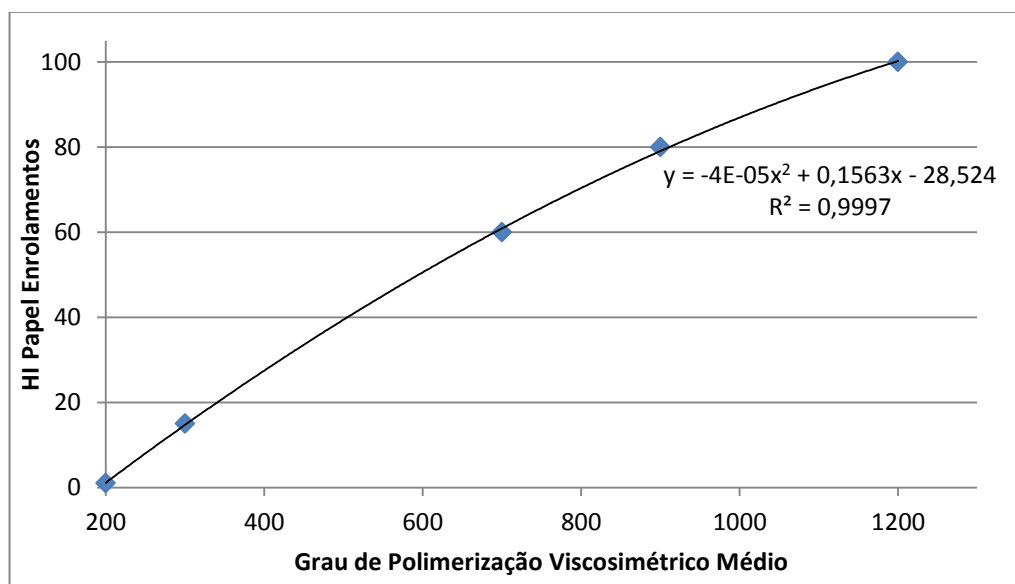


Gráfico 6.2-HI Papel Isolante em função do DPv.

Verificamos pelo gráficos acabados de apresentar, que no caso de estarmos perante um óleo isolante com uma concentração de 2FAL superior a 2ppm o índice de saúde do papel torna-se inferior a 60. Assim como, tendo um Dpv inferior a 600, o índice de saúde do papel isolante é inferior a 50. Estamos portanto, perante duas formas distintas de diagnosticar a condição do papel isolante e consequentemente, parte da condição dos enrolamentos.

O algoritmo assume resultados de três ensaios elétricos. São eles a Resistência de Isolamento, Resistência ôhmica dos enrolamentos e o Varrimento em Frequência. Através destes ensaios é possível fazer um diagnóstico preciso acerca da condição dos enrolamentos, conseguindo-se não só avaliar as suas condições elétricas e de isolamento, como também analisar a existência de possíveis deformações causadas por esforços eletrodinâmicos. Ao nível dos ensaios elétricos será considerado sempre o pior caso, ou seja, o ensaio elétrico que tiver o pior índice de saúde associado.

Relativamente à avaliação da condição global dos enrolamentos, ao sermos confrontados com um transformador em que nenhum dos processos capazes de avaliar essa condição

obteve um mau resultado, são os ensaios elétricos e o estado do papel isolante que assumem uma maior relevância no cálculo. É um facto que, em termos de condição efetiva dos enrolamentos, através de ensaios elétricos e avaliação do estado do papel, consegue-se avaliar de uma forma realista essa condição.

Apesar do DGA ter menos relevância na situação acabada de referir, ou seja, na situação em que o estado do papel não é mau, os ensaios foram aprovados e um DGA também não tem um índice de saúde associado mau, numa situação em que efetivamente encontramos um óleo com um mau índice de DGA, este assume uma maior importância. Nestas situações, apesar de estarmos perante um papel isolante bom e os ensaios elétricos não terem detetado qualquer anomalia, havendo um DGA mau, este vai ter um peso considerável na avaliação da condição dos enrolamentos.

De uma forma geral, e dependendo do estado de saúde associado a cada processo capaz de avaliar a condição dos enrolamentos, atribuem-se pesos diferentes a cada processo, conseguindo-se dessa forma diferenciar transformadores que tenham sensivelmente a mesma condição dos enrolamentos.

Para avaliação desta condição, o mais comum, é esta ser calculada em função do estado do papel e DGA, uma vez que constituem informação mais fácil de se obter do que a informação referente aos ensaios elétricos, além de que para efetuar ensaios elétricos implica que o transformador se encontre fora de serviço que, felizmente, não é uma situação frequente.

Podemos concluir, que em condições normais são os ensaios elétricos que assumem maior relevância, havendo uma distribuição de pesos pelos outros processos de avaliação da condição, dependendo do índice de saúde a eles associado.

Seguidamente são apresentadas cinco situações práticas explicativas da utilização destes indicadores avaliativos da condição dos enrolamentos, assim como, as escolhas das variáveis por parte do algoritmo, de acordo com o que foi acabado de mencionar.

Situação 1

Nesta situação, e por observação da Figura criada pelo algoritmo, salientam-se os seguintes aspetos:

- 1) No diagnóstico efetuado ao papel isolante verifica-se que ambas as formas de avaliação são conhecidas, ou seja, é conhecido o DPv e a concentração de 2 FAL existente no óleo. Apesar do índice de saúde associado ao papel, obtido pela concentração de 2FAL (60.19) ser inferior ao índice de saúde obtido pelo DPv (74.05), será este último a variável a utilizar no cálculo do índice de saúde, uma vez que o DPv tem prioridade relativamente à concentração de 2FAL no óleo.
- 2) São conhecidos os três ensaios elétricos possíveis, tendo havido aprovação em todos, pelo que o índice de saúde associado aos mesmos é de 100.
- 3) O DGA é o processo avaliativo que tem pior índice de saúde associado, no entanto, não pode ser considerado mau, uma vez que o algoritmo considera um resultado mau sempre que o índice associado é inferior a 30. Assim sendo, o DGA tem um pequeno contributo no cálculo da condição dos enrolamentos.

HI Condição Enrolamentos

$$= 50\%HI \text{ Ensaios Elétricos} + 40\%HI \text{ Papel} + 10\%HI \text{ DGA}$$

(6.1)

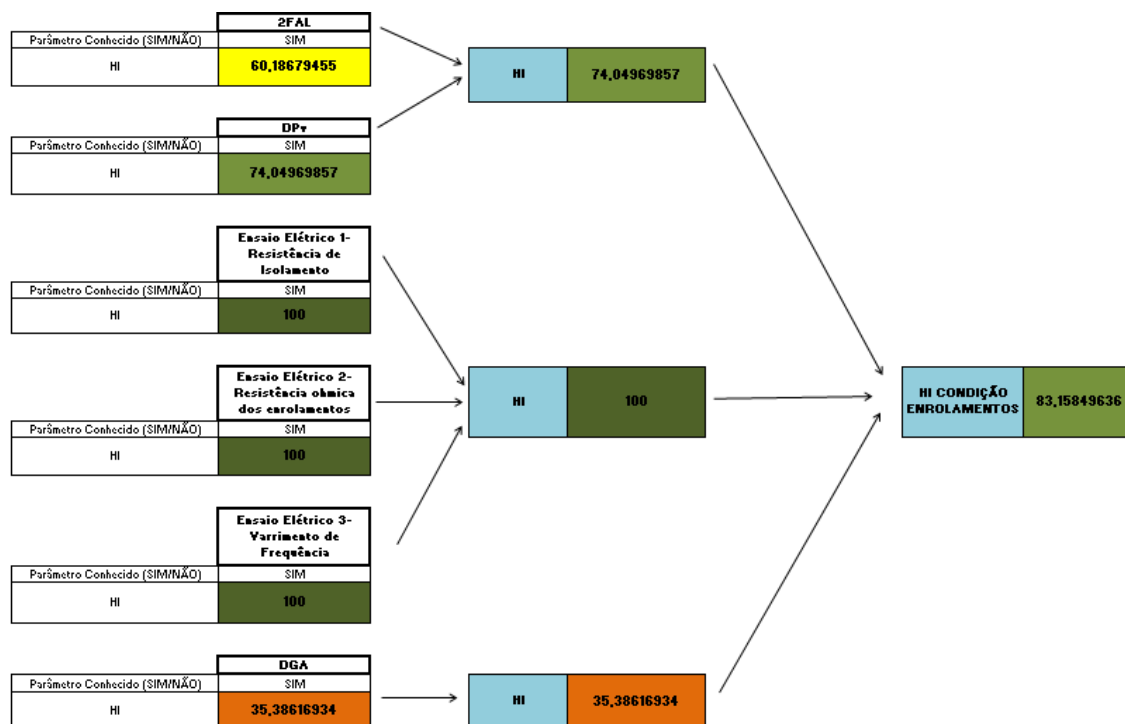


Figura 6.4-Índice de Saúde relativo à Condição dos Enrolamentos-Situação 1.

Situação 2

Nesta situação, e por observação da Figura criada pelo algoritmo, saliento os seguintes aspectos:

- 1) No diagnóstico efetuado ao papel isolante verifica-se que não é conhecido o DPv, no entanto, o estado do papel é avaliado pela concentração de 2FAL no óleo. O índice de saúde associado ao papel é razoável (65).
- 2) São conhecidos os três ensaios elétricos possíveis e todos obtiveram aprovação, pelo que o índice de saúde associado aos mesmos é de 100.
- 3) O DGA é o processo avaliativo que apresenta um pior índice de saúde associado, sendo ele inferior a 30, pelo que é considerado um mau DGA. Nesta situação, apesar de estarmos perante um papel razoável e os ensaios elétricos todos válidos, o DGA assume uma relevância elevada, uma vez que o seu índice de saúde é mau, o que pode claramente indiciar um possível defeito ocorrido nos enrolamentos.

$$HI \text{ Condição Enrolamentos} = 50\% HI \text{ DGA} + 30\% HI \text{ Ensaios Elétricos} + 20\% HI \text{ Papel} \quad (6.2)$$

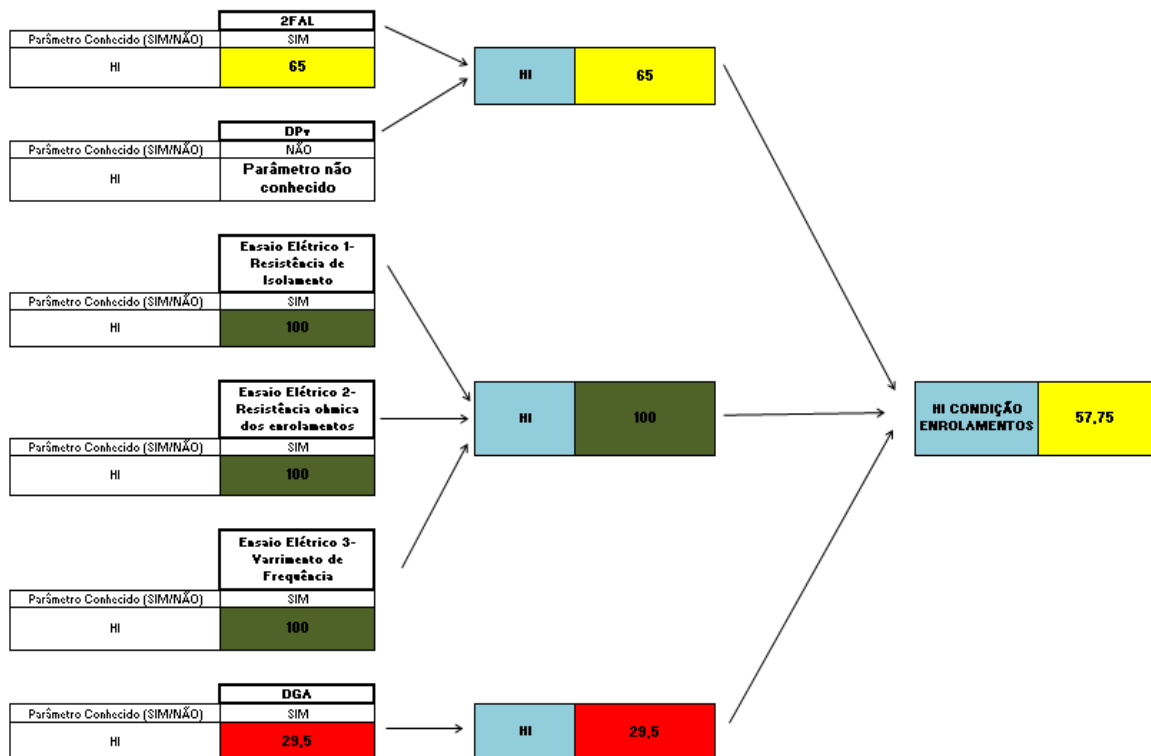


Figura 6.5- Índice de Saúde relativo à Condição dos Enrolamentos-Situação 2.

Situação 3

Nesta situação são conhecidos os ensaios elétricos, sendo que um deles não obteve aprovação. Salientam-se os seguintes aspetos:

- 1) A condição do papel é bastante boa (97), sendo o resultado da sua condição fornecido pela concentração de 2FAL no óleo isolante.
- 2) Um dos ensaios elétricos não foi aprovado e, apesar dos outros ensaios terem tido aprovação, o índice de saúde a eles associado é nulo, uma vez que o algoritmo utiliza sempre o pior resultado de entre os ensaios elétricos.
- 3) O óleo isolante em termos de gases dissolvido está em bom estado (74).

Verifica-se que o índice de saúde dos enrolamentos é baixo, uma vez que um dos ensaios não foi aprovado. O índice não é mau, uma vez que estamos perante um transformador que tem um ótimo papel e um bom DGA. O transformador, em situações em que um dos ensaios elétricos é reprovado, não pode ser colocado em serviço, no entanto a condição dos enrolamentos, neste caso, não pode ser considerada má, porque os outros fatores de avaliação da sua condição encontram-se efetivamente bons.

$$\begin{aligned}
 & \textbf{HI Condição Enrolamentos} \\
 &= 50\% \textbf{HI Ensaios Elétricos} + 30\% \textbf{HI Papel} + 20\% \textbf{HI DGA} \\
 & \textbf{(6.3)}
 \end{aligned}$$

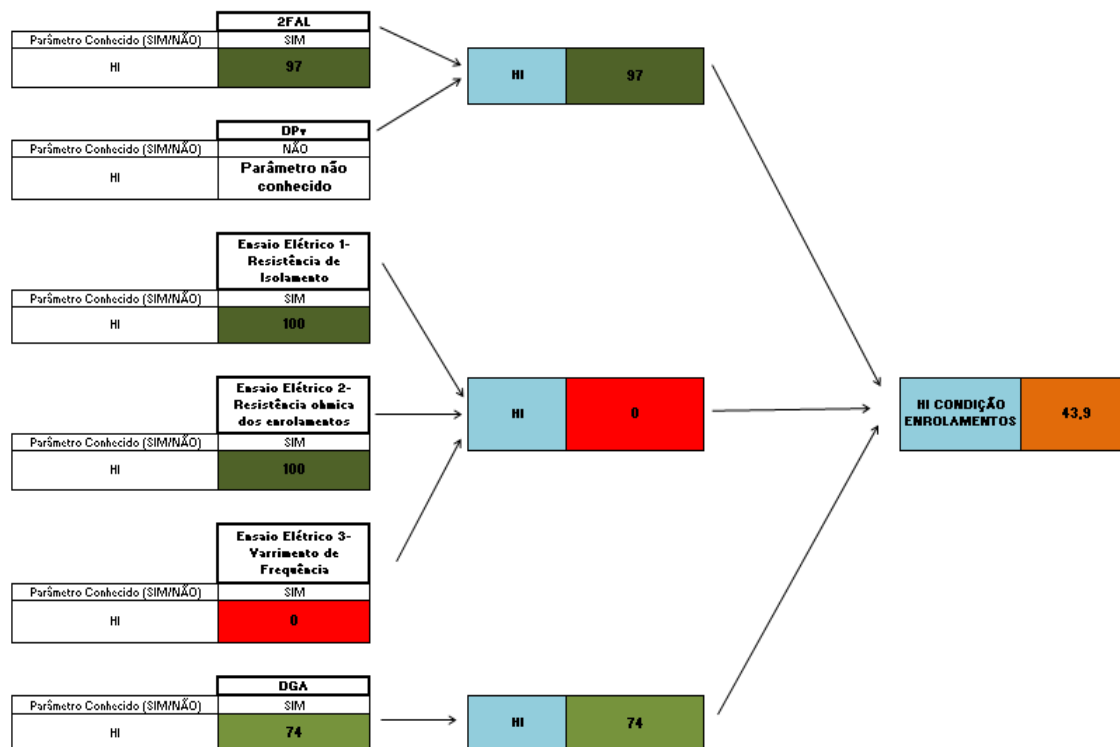


Figura 6.6-HI relativo à Condição dos Enrolamentos-Situação 3.

Situação 4

Estamos perante uma situação “explosiva” de combinação de condições, obtendo-se um mau índice de saúde dos enrolamentos. Salientam-se os seguintes aspetos:

- 1) São conhecidos todos os ensaios elétricos e todos obtiveram aprovação, pelo que a condição reativa aos ensaios elétricos é igual a 100.
- 2) Apesar do conhecimento dos ensaios, e de se ter obtido aprovação em todos, verificamos que estamos perante uma situação em que temos uma má condição do papel isolante, agravada por um mau óleo isolante, em termos de gases dissolvidos.
- 3) Essa combinação denominada acima por ser uma situação explosiva é realmente uma situação crítica, porque apesar dos ensaios elétricos nos transmitirem uma boa condição dos enrolamentos, estamos perante um óleo e um papel isolante em mau estado, sendo que nestas condições o transformador encontra-se na iminência de falhar, uma vez que em termos dielétricos o ativo está extremamente debilitado. Esta fraqueza poderá fazer com que o transformador não suporte fenómenos como descargas parciais ou mesmo descargas atmosféricas. Por essas razões a condição dos enrolamentos é efetivamente má. Esta situação refletir-se-á no índice de saúde do

transformador, devido à elevada importância dos enrolamentos no cálculo da condição do mesmo.

O algoritmo tem associado a ele alarmes que de certa forma nos alertam para determinadas situações críticas existentes no transformador. A situação 4 acabada de apresentar, tem associada 2 alarmes que são indicativos da má condição dielétrica do transformador.

ALARMES			
ALERTA: DGA Mau			ALERTA: Papel Isolante Muito Degradado

Figura 6.7- Alarmes de DGA e Papel Isolante em mau estado.

$$HI \text{ Condição Enrolamentos} = 50\%HI \text{ Papel} + 50\%HI \text{ DGA} \quad (6.4)$$

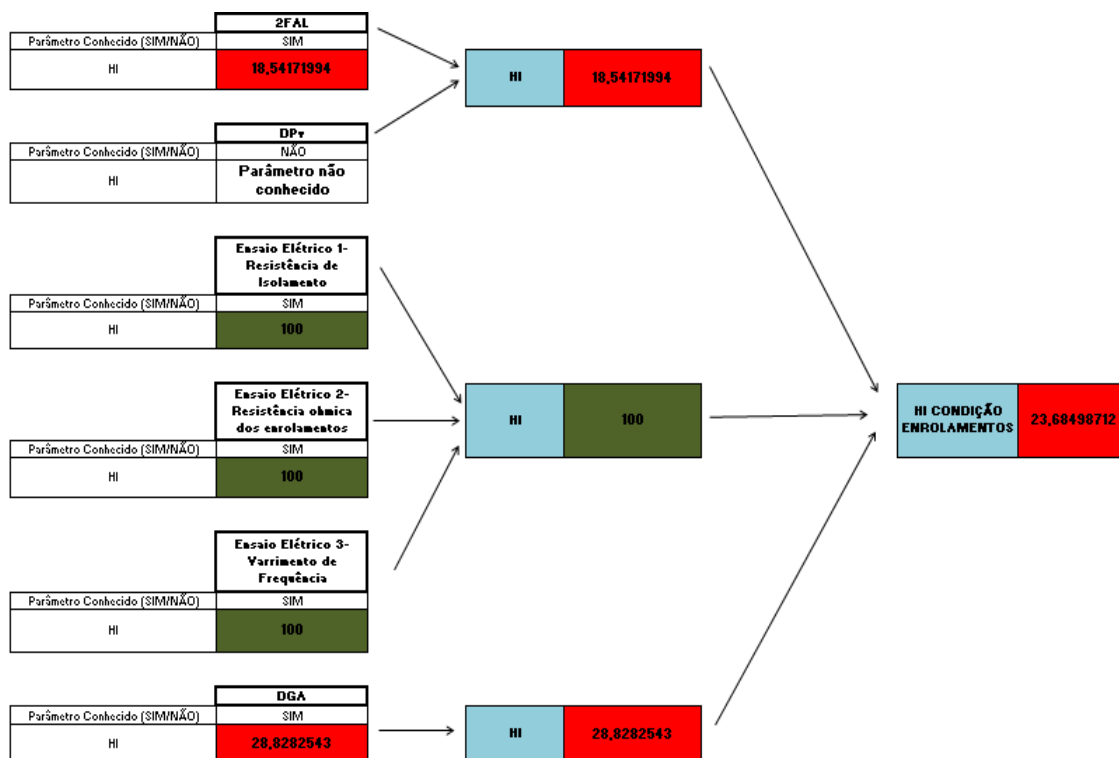


Figura 6.8-HI relativo à Condição dos Enrolamentos-Situação 4.

Situação 5

Estamos perante uma situação em que todos os processos avaliativos da condição dos enrolamentos têm associados maus índices de saúde. Nesta situação o algoritmo atribui um índice de saúde nulo à condição dos enrolamentos.

$$HI \text{ Condição Enrolamentos} = 0 \quad (6.5)$$

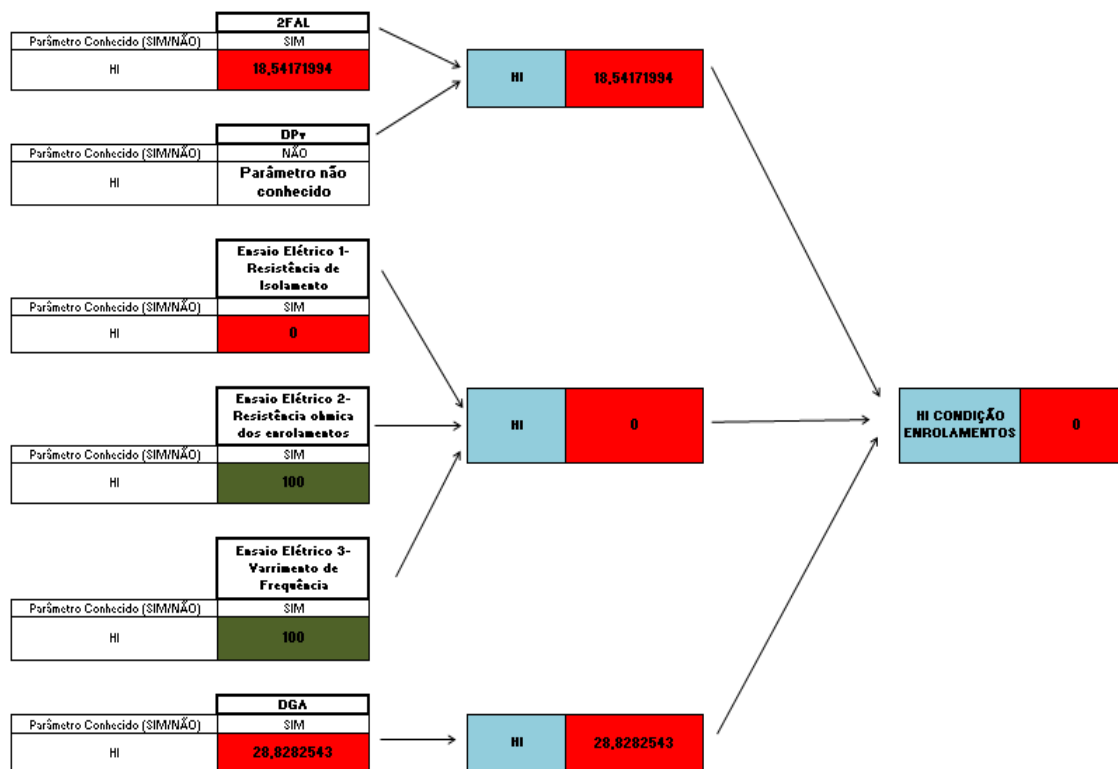


Figura 6.9-HI relativo à Condição dos Enrolamentos-Situação 5

Repare-se que ao longo das situações de avaliação da condição dos enrolamentos acabadas de apresentar, foram atribuídos pesos diferentes às condições, dependendo da condição dos enrolamentos em causa. É um facto que o papel e os ensaios elétricos são mais confiáveis do ponto de vista da certeza na avaliação da verdadeira condição dos enrolamentos, no entanto, nem sempre assumem a maior importância no seio do algoritmo. Esta importância está sempre dependente do transformador em causa e da situação em que este se encontra, ao nível da condição dos seus enrolamentos. Em anexos está presente a Tabela B.1 onde são apresentados os casos possíveis que o algoritmo é capaz de avaliar, referentes à condição dos enrolamentos. O algoritmo processa um caso de cada vez, sendo o processo sequencial, ou seja, se o caso 1 não ocorrer, é verificado o caso 2, no caso de não se verificar o caso 2, verifica-se se ocorre o caso 3, e assim sucessivamente.

6.1.1.3. Condição do Núcleo

A única forma que o algoritmo tem para avaliar a condição do núcleo é através dos resultados obtidos nos ensaios elétricos, sendo eles a Resistência de Isolamento, o Varrimento em Frequência e a Medição da Corrente de Excitação. É verdade que, ao serem utilizados para avaliar a condição do núcleo alguns dos ensaios utilizados para avaliação da condição

dos enrolamentos, torna-os por vezes pouco esclarecedores, uma vez que existem situações em que estes não são válidos, e desconhece-se se de facto a anomalia se encontra no núcleo ou nos enrolamentos.

No entanto esta é a única forma de diagnóstico da condição do núcleo, a qual tem menos importância no cálculo do índice de saúde do transformador que a condição dos enrolamentos. Conhecendo mais do que um ensaio elétrico, o escolhido como variável de cálculo é sempre a pior situação, ou seja, o ensaio com pior classificação.

$$HI \text{ Condição Núcleo} = \text{Mínimo} (\text{Ensaio Elétrico Núcleo})$$

(6.6)

A forma como o algoritmo aborda a condição do núcleo vem exemplificada nas situações seguintes.

Situação 1

Nesta situação é conhecido apenas um dos ensaios elétricos, pelo que a condição do núcleo é dada única e exclusivamente pelo resultado obtido no respetivo ensaio.

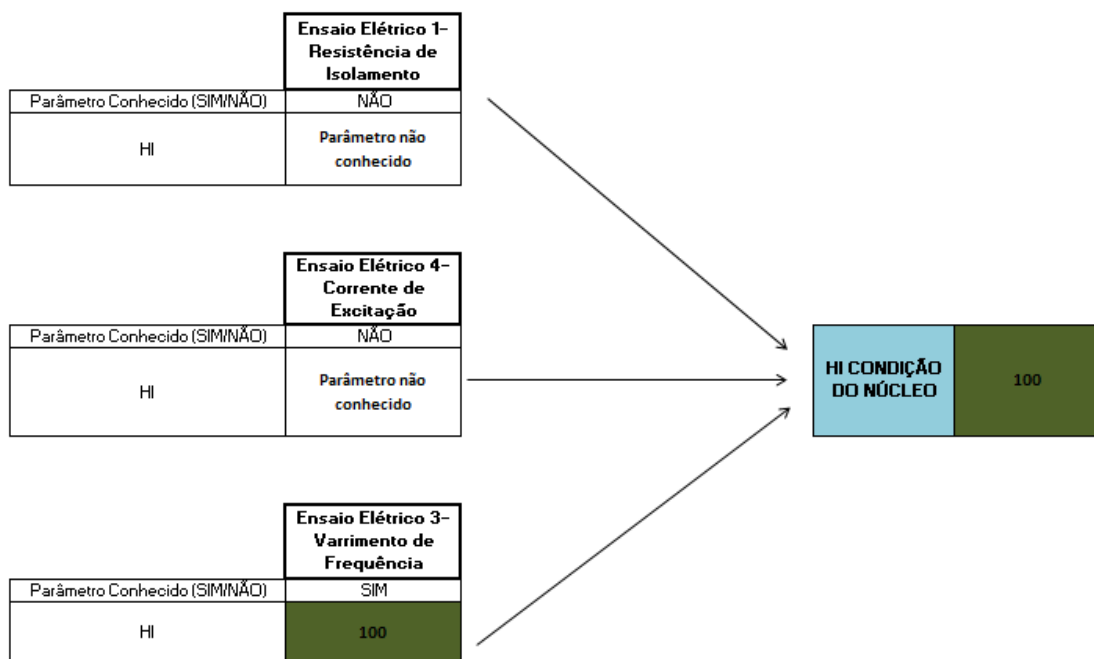


Figura 6.10- HI relativo à Condição do Núcleo-Situação 1.

Situação 2

Nesta situação são conhecidos os três ensaios elétricos que avaliam a condição do núcleo. Apesar de em dois deles o resultado ser positivo, verifica-se que o ensaio do Varrimento em Frequência não foi aprovado, pelo que automaticamente a condição do núcleo será nula, correspondendo ao valor do ensaio elétrico com pior classificação.

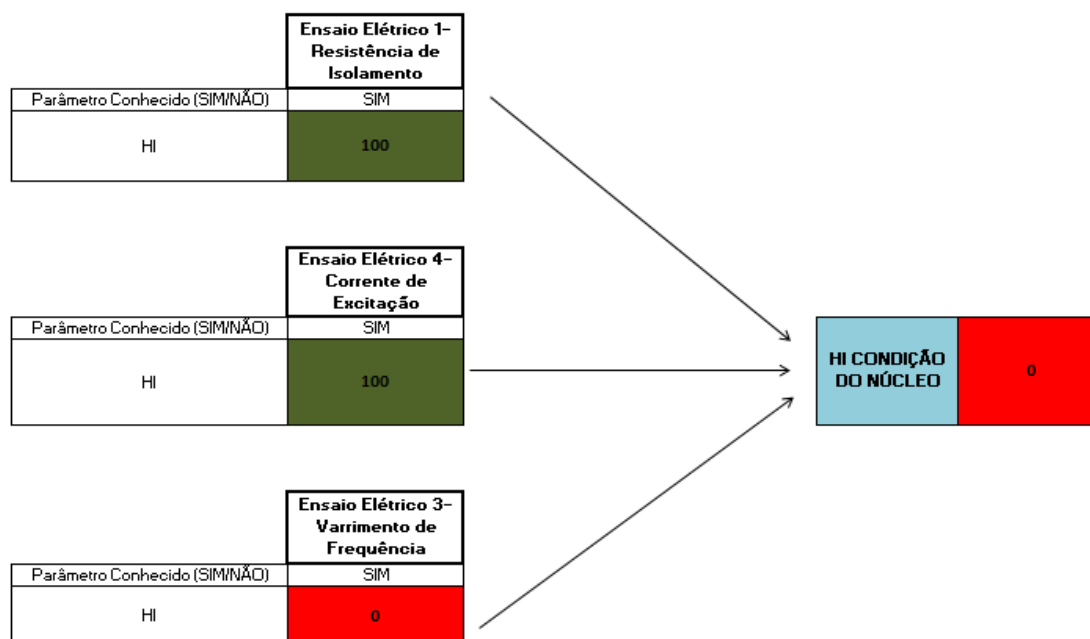


Figura 6.11-HI relativo à Condição do Núcleo-Situação 2.

Qualquer ensaio elétrico que não seja válido, será ativado um alarme indicativo de qual o ensaio que não obteve aprovação. Na Figura seguinte vem apresentado o alarme ativado referente à situação acabada de explicar.

ALARMES			
		ALERTA: Ensaio Resposta em Frequência NEGATIVO	

Figura 6.12- Alarme do Ensaio da Resposta em Frequência Negativo.

6.1.1.4. Condição da Cuba

A condição da cuba pode ser aferida por simples inspeções visuais, concretamente pela inspeção dos seguintes pontos:

- Grau de Corrosão;
- Existência de Fugas de Óleo;
- Estado da Ligação à Terra.

Dependendo do estado de cada ponto acima referido, é-lhe atribuído um determinado índice de saúde. Nas tabelas seguintes são apresentados os índices de saúde de acordo com o estado observado em cada inspeção visual.

Tabela 6.5-HI relativo ao Grau de Corrosão da Cuba.

Grau de Corrosão	HI
Sem Corrosão	100
Pontos de Corrosão	70
Manchas de Corrosão	50
Corroído	10

Tabela 6.6-HI relativo às Fugas de Óleo da Cuba.

Fugas de Óleo	HI
Sem Fugas de Óleo	100
Vestígios de Óleo	75
Manchas de Óleo	40
Fuga de Óleo	10

Tabela 6.7-HI relativo à Ligação da Cuba à Terra.

Estado da Ligação à Terra	HI
Boa Ligação	100
Vestígios de Rutura	70
Ligação Deteriorada	40
Sem Ligação	10

Também nesta situação se minora cada uma das inspeções visuais, ou seja, o algoritmo seleciona a inspeção visual com pior índice associado. Esta situação pode ser observada na Figura 6.13.

$$HI \text{ Condição Cuba} = \text{Mínimo (Inspeções Visuais)} \\ (6.7)$$

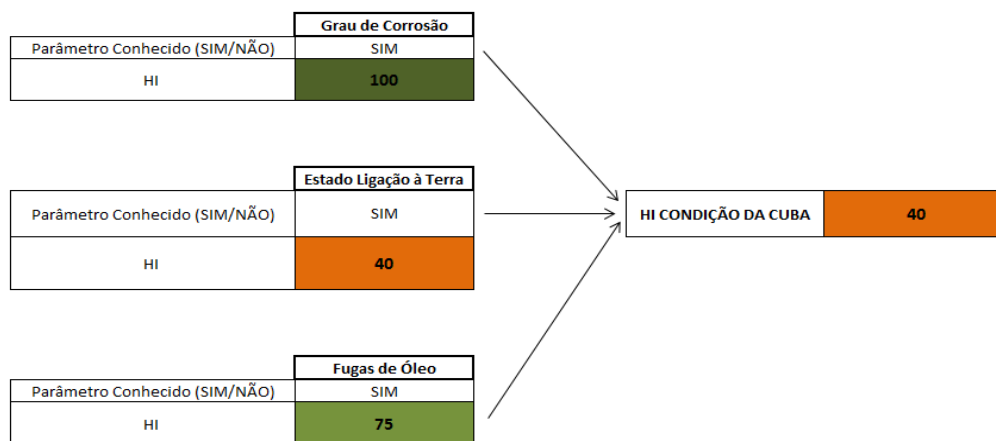


Figura 6.13- HI relativo à Condição da Cuba.

Da Figura exemplificativa, verificamos que são conhecidas as três inspeções visuais capazes de efetuar a avaliação da condição da cuba. O valor do índice de saúde referente à sua condição é igual ao valor da inspeção visual com pior classificação que, neste caso, foi o estado da ligação à Terra, a qual se encontrava deteriorada.

Apesar da condição da cuba do transformador ser considerada uma variável no cálculo do índice de saúde do mesmo, esta assume pouca relevância. Repare-se que as inspeções visuais são importantes processos de diagnóstico externo do ativo, no entanto, o facto de estarmos perante um transformador com uma ligação à terra deteriorada não significa que este se ressinta dessa anomalia. Reforça-se a ideia, da condição da cuba assumir pouca importância, uma vez que o seu diagnóstico não informa acerca da verdadeira condição do transformador, mas somente de possíveis anomalias que possam existir externamente, as quais são pouco prejudiciais à saúde de um transformador.

Note-se que ter um transformador sem ligação à Terra poderá tornar-se uma situação dramática para o mesmo, nomeadamente em situações em que ocorram descargas atmosféricas. No entanto, essa lacuna não pode ser vista como muito prejudicial à saúde do ativo, porque não obstante o seu defeito, em determinadas situações, constituir um perigo para a condição do mesmo, esta não é alterada pelo facto da ligação à Terra não existir. Apesar disso o utilizador recebe uma indicação em forma de alarme, chamando-o à atenção para a não existência de ligação à Terra. Em situações normais essa anomalia será rapidamente corrigida por equipas especializadas e, o transformador em situações normais não “sente” essa anomalia.

ALARMES			
		ALERTA: TP sem ligação à Terra	

Figura 6.14-Alarme informativo da falta de ligação do transformador à Terra.

6.1.1.5. Condição Interna das Travessias

A condição das travessias é, conjuntamente com a condição dos enrolamentos, a condição mais relevante para a determinação do nível de isolamento interno do transformador. Pelas diversas razões já mencionadas em capítulos anteriores, os defeitos nas travessias constituem uma das principais causas de falha de transformadores, razão pela qual a sua condição ter um elevado peso no cálculo do nível de isolamento interno e posterior índice de saúde do transformador. O algoritmo é capaz de avaliar a condição interna da travessia, por intermédio de uma inspeção termográfica (Termografia).

$$HI_{\text{Interno Travessia}} = HI_{\text{Termografia}}$$

(6.8)

Com a inspeção são identificados possíveis pontos quentes internos e externos, sendo neste caso em concreto contabilizados os pontos quentes internos. É necessário para os determinar, conhecer os seguintes parâmetros:

- Temperatura do Ponto Quente (°C);
- Temperatura de Referência (Temperatura medida no mesmo componente sem ponto quente, ou seja, no caso de inspeções termográficas às travessias, a temperatura de referência é a temperatura medida na travessia que não tem pontos quentes) (°C);
- Carga da Travessia no momento (A);
- Carga admissível pela Travessia (A);
- Velocidade do vento no momento da inspeção termográfica (m/s).

Conhecida a diferença de temperatura entre o ponto quente e a referência, o valor terá de ser extrapolado para 50% da carga nominal, valor que é normalmente utilizado. A extrapolação depende do valor da carga, carga admissível, da velocidade do vento e das temperaturas medida e de referência. Dependendo do valor obtido, assim se classifica o tipo de ponto quente, podendo este ser do tipo A, B ou C. Um ponto quente do tipo A constitui a situação mais grave. É atribuído um determinado índice de saúde à travessia, dependendo do tipo de ponto quente e da diferença de temperatura extrapolada. O índice de saúde associado à travessia, em ambos os pontos quentes, segue uma distribuição polinomial quadrática. As funções são apresentadas de seguida para cada tipo de ponto quente.

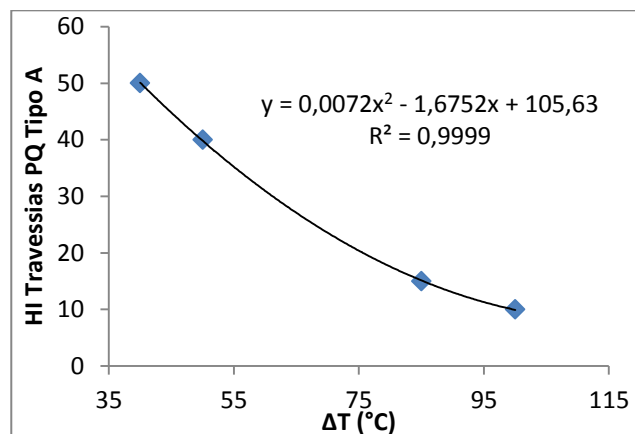


Gráfico 6.3-HI Interno da Travessia para Pontos Quentes Tipo A.

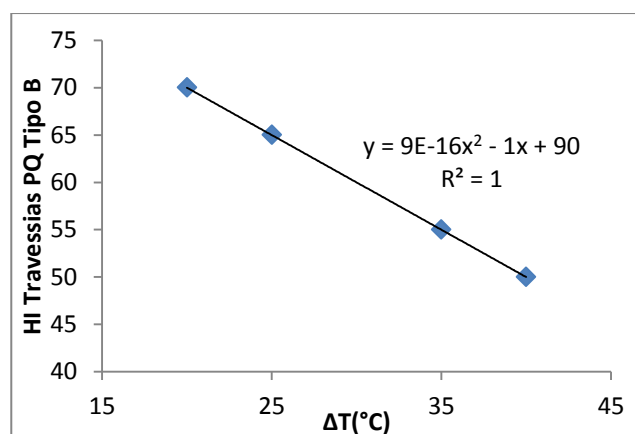


Gráfico 6.4- HI Interno da Travessia para Pontos Quentes Tipo B.

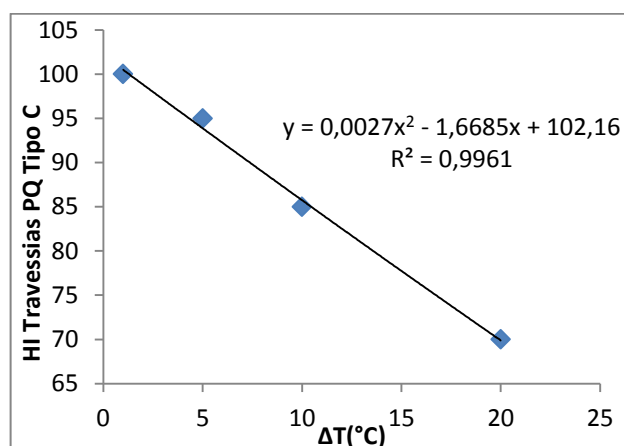


Gráfico 6.5-HI Interno da Travessia para Pontos Quentes Tipo C.

Através de uma inspeção termográfica e, detectando a existência de um determinado ponto quente, terão de ser introduzidos no algoritmo os dados relativos às temperaturas, carga e carga admissível, assim como a velocidade do vento no momento. O algoritmo efetua o cálculo indicando o tipo de ponto quente em causa, atribuindo-lhe o índice de saúde respetivo. Na Figura seguinte é possível observar um exemplo prático.

EXISTEM PONTOS QUENTES? (SIM/NÃO)	SIM					
QUANTOS PONTOS QUENTES?	1					
QUANTIDADE	1	Dados Recolhidos	ΔT Medido	ΔT Extrapolado a 50 % de Carga	TIPO PQ	HI
PQ	Temperatura Ponto Quente?	58	36	54,19081365	PQ TIPO A	35,94095
	Temperatura Referência?	22				
	Carga	200				
	Carga Nominal	300				
	Vento (m/s)	5,4				

Figura 6.15- Exemplo prático da inserção dos dados relativos a um determinado Ponto Quente na Travessia.

Com base na Figura verificamos que existe um ponto quente interno na travessia, e de acordo com a temperatura do ponto quente, a temperatura de referência, a carga verificada na travessia, a carga máxima admissível pela mesma e a velocidade do vento no momento da inspeção obtém-se um valor de diferença de temperatura extrapolada de 54.19°C. Essa temperatura numa travessia constitui um ponto quente do tipo A e pela distribuição polinomial quadrática de pontos quentes do tipo A, obtém-se para essa temperatura, um índice de saúde da travessia de 35.94. Sempre que a temperatura correlacionada de um determinado ponto quente for superior a 100°C é ativado um alarme informativo do perigo da elevada temperatura existente na travessia, como podemos verificar na Figura 6.16.

ALARMES			
	ALERTA: Temperatura Ponto Quente > 100°		

Figura 6.16- Alarme informativo da existência de um PQ com temperatura superior a 100°C.

Conhecidas todas as condições capazes de avaliar a parte interna do transformador, é possível calcular o Índice de Saúde associado ao Nível de Isolamento Interno do ativo. Ao longo do Capítulo, foi dito que a condição das travessias e dos enrolamentos assumiam uma maior relevância, quando comparadas às restantes condições capazes de avaliar a condição interna do ativo.

Na Tabela seguinte apresentam-se os pesos de cada condição no cálculo da saúde interna do transformador.

Tabela 6.8-Pesos das condições avaliativas do Nível de Isolamento Interno do TP.

Condição do Componente	Peso (%)
Condição do Óleo Isolante	10
Condição dos Enrolamentos	40
Condição do Núcleo	10
Condição da Cuba	10
Condição Interna Travessias	30

A partir dos pesos das condições conhecidas, efetua-se o cálculo, obtendo-se o índice de saúde relativo ao Nível de Isolamento Interno. Na Figura seguinte está presente uma situação em que são conhecidas todas as condições que avaliam o nível de isolamento interno exceto a condição do núcleo, uma vez que não foram realizados os ensaios elétricos capazes de avaliar a condição. Assim sendo, e visto que a condição do núcleo tem um peso de 10%, o índice de saúde referente ao isolamento interno é calculado segundo os 90% das condições capazes de o avaliar, ou seja, o cálculo é efetuado relativamente ao valor do peso total das condições conhecidas. Segundo os valores dos índices de saúde relativos às condições conhecidas, o valor do índice de saúde referente ao isolamento interno do transformador é igual a 55.5. Na Figura 6.17 apresentamos um caso prático que ilustra o supra exposto.

Condição Óleo Isolante	
Parâmetro Conhecido (SIM/NÃO)	SIM
HI	64,938

Condição Enrolamentos	
Parâmetro Conhecido (SIM/NÃO)	SIM
HI	47,1594927

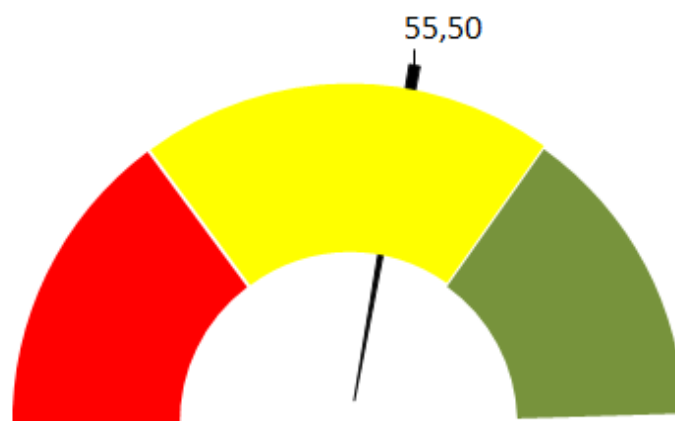
Condição do Núcleo	
Parâmetro Conhecido (SIM/NÃO)	NÃO
HI	Parâmetro não conhecido

Condição da Cuba	
Parâmetro Conhecido (SIM/NÃO)	SIM
HI	100

Condição das Travessias	
Parâmetro Conhecido (SIM/NÃO)	SIM
HI	48,65462044

PT=Peso Total das Condições=90%

HI ISOLAMENTO INTERNO	55,50
-----------------------	-------



Nível de Isolamento Interno

Figura 6.17- Índice de Saúde relativo ao Nível de Isolamento Interno do TP.

6.1.2. Perda de Isolamento Externo

Ao nível da função de transformar a tensão AT em MT e garantir potência podemos considerar que não só a perda de isolamento interno afeta a função, mas também a perda de isolamento externo contribui para o menor rendimento da função em causa. Ao falarmos da perda de isolamento externo que prejudica essa função do transformador, estamos a referir-nos aos aspetos externos da travessia, ao contrário do que foi abordado anteriormente, em que era avaliada a condição interna das mesmas. Neste caso, estamos perante uma condição que avalia o nível de isolamento externo.

Não só as inspeções termográficas são utilizadas para avaliar a condição das travessias, pela identificação de pontos quentes na periferia da travessia, mas também se aplica a inspeção visual e a quantificação do fator de dissipação dielétrico ($\text{tg}\delta$) das travessias do enrolamento AT. A inspeção visual permite avaliar a sua condição externa. Na tabela seguinte são apresentados os índices de saúde referentes à inspeção visual realizada nas travessias.

Tabela 6.9-HI relativo ao Estado Externo das Travessias.

Estado das Travessias	HI
Isoladores s/danos	100
Isoladores s/danos c/sujidade	85
Isoladores c/fissuras e/ou com fugas de óleo/contornamentos	50
Isolador Partido	10

O conhecimento do fator de dissipação dielétrico ($\text{tg}\delta$) da travessia é útil para a avaliação da sua condição. No algoritmo são considerados de aceitáveis valores até 0.5, sendo que a partir desse valor, a condição da travessia é prejudicada. O valor de 0.5 é o valor que vem presente na norma. O índice de saúde associado ao valor de $\text{tg}\delta$ vem expresso segundo uma função polinomial quadrática e está presente no Gráfico seguinte.

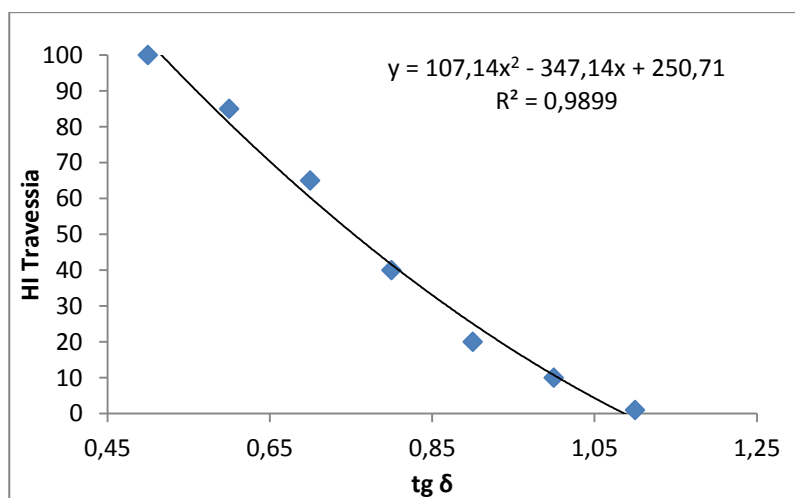


Gráfico 6.6-HI Travessia em função da $\text{tg}\delta$.

Apresentadas as três formas de diagnosticar as travessias a nível externo, o algoritmo é capaz de indicar qual o nível de isolamento externo de um transformador sendo esse calculado de acordo com o estado externo da travessia. Aplica-se a regra do minorante, querendo isso dizer que o nível de isolamento externo do transformador é dado pelo método de diagnóstico da condição externa da travessia com pior classificação, ou seja, o diagnóstico que tenha o menor índice de saúde associado. Na Figura seguinte apresenta-se um exemplo de como o algoritmo calcula o nível de isolamento externo de um transformador.

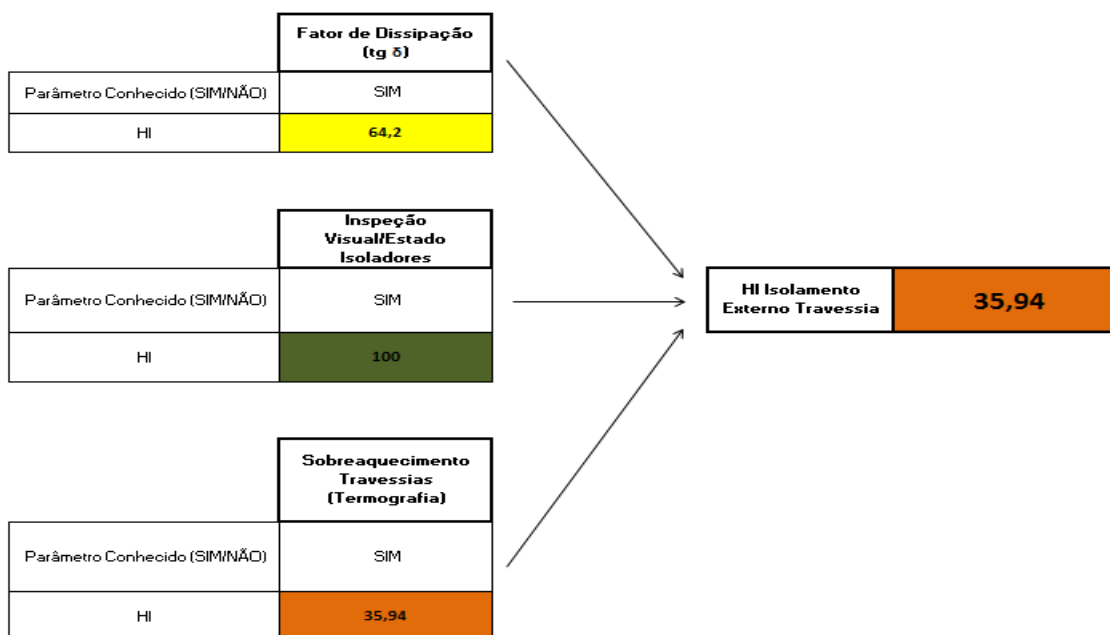


Figura 6.18- HI relativo ao Nível de Isolamento Externo do TP.

A travessia em causa tinha um tgδ de 0.68, resultando num índice de saúde de 64.2. Os isoladores não apresentavam qualquer defeito em termos de inspeção visual, tendo porém um ponto quente do tipo A. O índice de saúde relativo ao isolamento externo do transformador é o pior valor das três formas de diagnóstico da condição externa da travessia, que neste caso é o valor fornecido pela termografia (35.94).

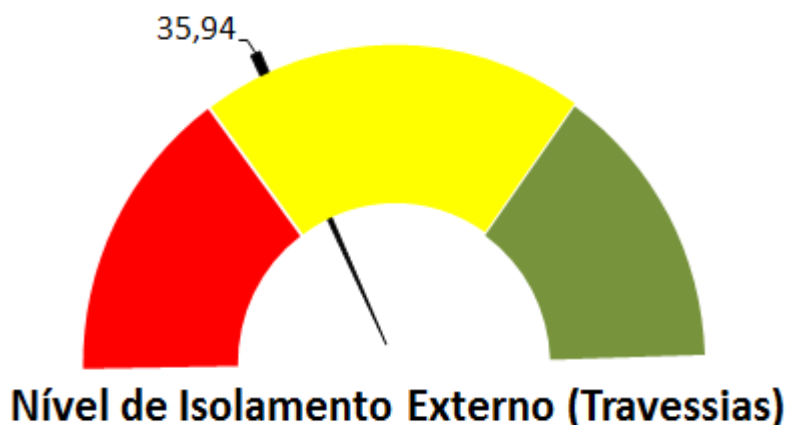


Figura 6.19-Índice de Saúde relativo ao Nível de Isolamento Externo do TP.

É importante referir que ao nível do Isolamento Externo existe também uma situação explosiva. No caso de se verificar que uma travessia está partida, não só o índice de saúde externo associado à mesma é mau, como também o próprio índice de saúde do transformador. Perante esta situação, o índice de saúde do ativo é imediatamente colocado na zona vermelha, independentemente de todas as restantes condições serem boas. Esta situação constitui de facto uma situação extrema e poucas vezes verificada, no entanto, em caso de ocorrência, esta prejudica extremamente a condição de um transformador.

6.1.3. Falha do Sistema de Refrigeração

As falhas associadas ao sistema de refrigeração afetam não uma funcionalidade efetiva do transformador, mas uma funcionalidade agregada a este, que consiste na capacidade de garantir arrefecimento do ativo. Foram utilizadas duas condições capazes de avaliar a condição do sistema de arrefecimento, sendo elas a condição do armário do sistema de refrigeração e a condição dos ventiladores/bomba de circulação, no caso de o transformador ter circulação de óleo forçada.

6.1.3.1. Condição do Armário

Para avaliar a condição do armário é apenas efetuada uma inspeção visual. Dependendo da sua condição, é atribuído um índice de saúde associado ao estado do armário do sistema de refrigeração, como podemos verificar na tabela seguinte.

Tabela 6.10- HI relativo à Condição do Armário do Sistema de Refrigeração.

Condição Armário Sistema Refrigeração	HI
Bom Estado	100
Desgaste	75
Eletificação Defeituosa	50
Mau Estado	25

Fazendo uma analogia e recordando o que foi explicado relativamente ao facto de uma má ligação à terra da cuba do transformador ter pouca influência na condição do mesmo, também nesta situação se aplica essa explicação. Podemos ter um armário em muito mau estado que tal terá pouca influência na condição do ativo.

6.1.3.2. Estado Ventiladores/Bomba de Circulação do Óleo

O estado dos ventiladores pode ser avaliado por intermédio de uma inspeção visual, detetando possíveis anomalias nas pás do ventilador ou mau estado global do ventilador. Dependendo da condição do ventilador será atribuído um índice de saúde referente à condição do equipamento. Os possíveis valores atribuídos estão presentes na Tabela 6.11.

Tabela 6.11-HI relativo à Condição dos Ventiladores.

Condição Ventiladores	HI
Bom Estado	100
Vestígios de Rutura das Pás	75
Pás Partidas	50
Mau Estado	25

Outra forma de avaliar a condição do sistema de refrigeração passa por aplicar um ensaio de rotina ao sistema. Este ensaio de rotina consiste em forçar o arranque do ventiladores e da bomba de circulação de óleo, no caso de o transformador possuir circulação de óleo forçada

no arrefecimento. Tal ensaio consegue-se simulando um aumento da temperatura do óleo isolante ou dos enrolamentos, até ser atingido o valor de temperatura que automaticamente ativa o arranque dos ventiladores ou bomba de circulação. A variável a introduzir no algoritmo assume o valor de 100 se os ventiladores arrancarem e o valor de 0 no caso de não se verificar o arranque. O mesmo acontece com a bomba de circulação de óleo.

Olhando para a condição do sistema de refrigeração no seu todo, a condição do armário tem um peso de 25% e o estado dos ventiladores e bomba de circulação do óleo, um peso de 75%. Neste caso não se aplica o majorante uma vez que o mau estado dos ventiladores tem efetivamente maior impacto na condição do ativo do que o mau estado do armário do sistema de refrigeração.

$$\begin{aligned}
 & \textbf{HI Condição Sistema Refrigeração} = \\
 & 75\% \textbf{HI(Condição Ventiladores + Condição Bomba Circulação)} \\
 & + 25\% \textbf{HI (Condição Armário Sistema Refrigeração)} \\
 & \textbf{(6.9)}
 \end{aligned}$$

Na Figura 6.20 apresenta-se uma situação em que o estado do armário e o estado dos ventiladores é bom. O transformador em causa não tem circulação forçada de óleo para arrefecimento, no entanto, o arranque do sistema de ventilação foi forçado e este não arrancou. Verificamos que o índice de saúde associado ao arranque do ventilador é nulo e que em termos globais tal facto tem relevância no índice de saúde associado ao Sistema de Refrigeração.

Como foi referido em capítulos anteriores, a falha do sistema de refrigeração, nomeadamente dos ventiladores, pode limitar a carga admissível suportada pelo transformador, como também acelerar a degradação do sistema de isolamento do ativo, devido ao sobreaquecimento gerado.

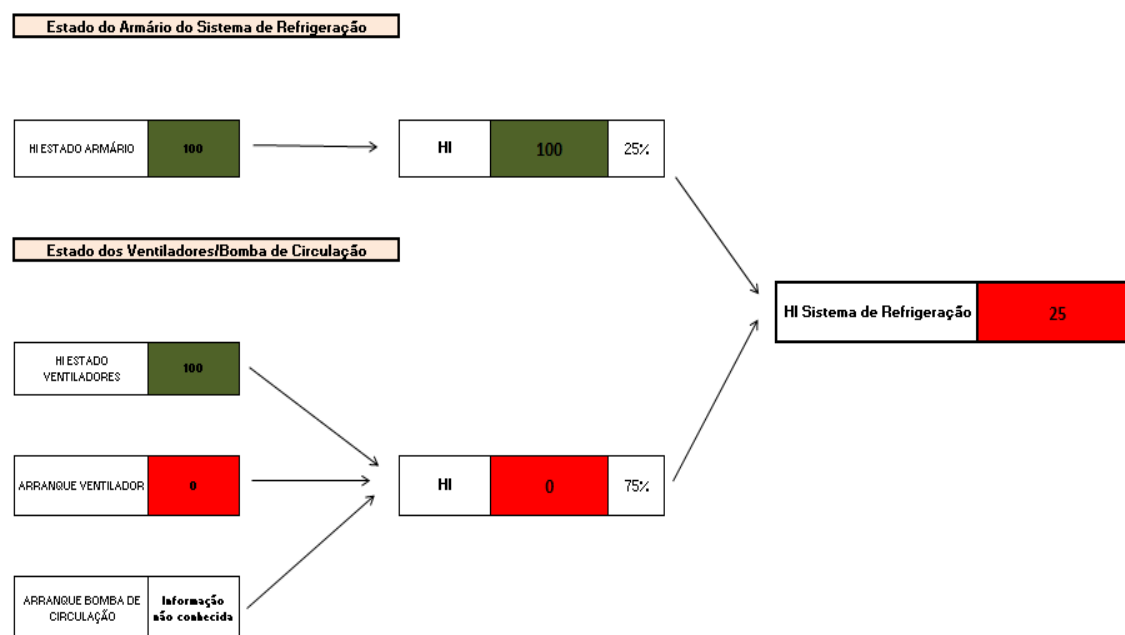


Figura 6.20- HI do Sistema de Refrigeração.

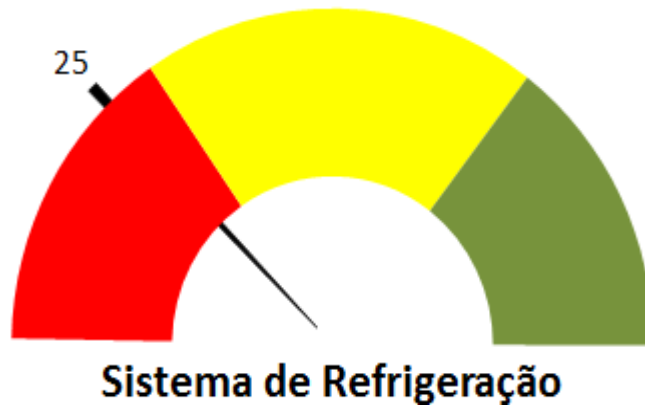


Figura 6.21- Índice de Saúde do Sistema de Refrigeração do Transformador.

6.1.4. Falha da Manobra de Comutação

Para terminar, resta-nos abordar o cálculo do índice de saúde relativo ao comutador de tensão em carga, que abrange uma função de enorme importância para o correto funcionamento do ativo, com os maiores índices de eficiência possíveis. A função inerente ao comutador do transformador consiste em garantir os valores de média tensão adequados, através da comutação de tomadas no enrolamento de alta tensão. O modo de falha associado à funcionalidade é a falha da manobra de comutação.

Tal como acontece com o sistema de refrigeração, pode-se avaliar a condição do comutador em carga por intermédio de duas condições. São elas a condição interna do comutador, pela avaliação da perda de isolamento interno e a condição do armário de acionamento do comutador em carga.

6.1.4.1. Perda Isolamento Interno Comutador

Tal como abordado nos aspetos construtivos do transformador, um comutador em carga é constituído pelo seletor e pelo rutor. Assim sendo para avaliar a sua condição interna o algoritmo tem de abranger a condição de ambos os constituintes do comutador.

Condição do Seletor

Para calcular o índice de saúde associado à condição do seletor foram abordados três ensaios elétricos. São eles o varrimento em frequência, a verificação da relação de transformação e medição da resistência ohmica dos enrolamentos. A utilidade dos ensaios elétricos para a avaliação do seletor foi já abordada no capítulo dos métodos de diagnóstico da condição do transformador. Ao nível do algoritmo, o índice de saúde afeto à condição do seletor, será dado pelo menor entre os ensaios elétricos, ou seja no caso de um dos ensaios não ser aprovado o índice de saúde da condição do seletor é nulo. De entre os ensaios efetuados, caso sejam aprovados, o valor do índice de saúde associado à condição do seletor é igual a 100.

Na Figura seguinte é apresentada uma situação em que foram efetuados dois ensaios elétricos, tendo a verificação da razão de transformação sido aprovada, ao contrário do ensaio do varrimento em frequência. Assim sendo, havendo um ensaio elétrico reprovado, o índice de saúde associado à condição do seletor é nulo.

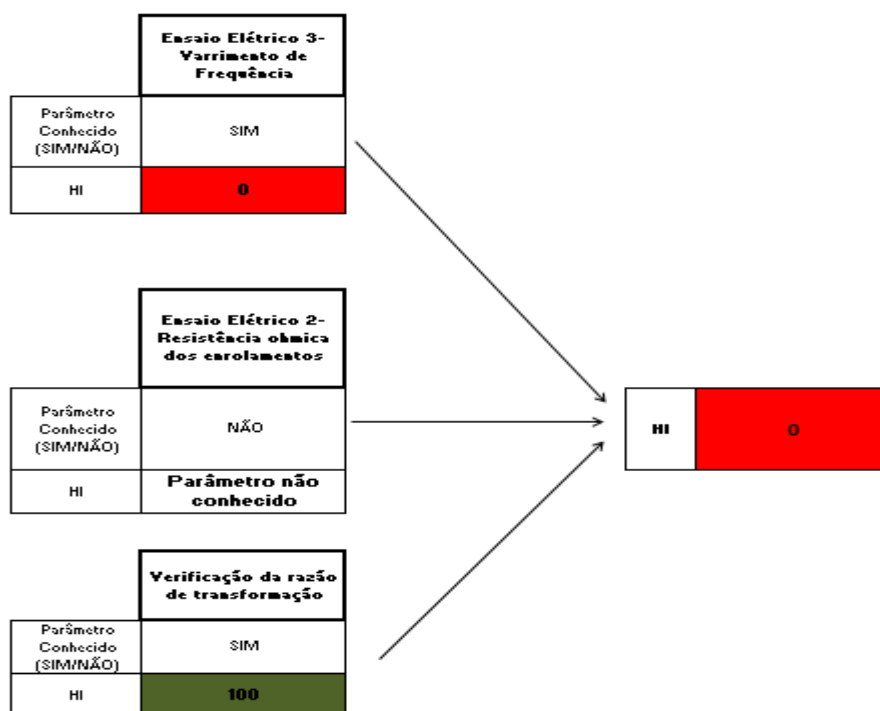


Figura 6.22- HI relativo à condição do Seletor do Comutador em Carga.

Condição do Rutor

Para avaliar a condição do rutor o algoritmo assume como variáveis, o resultado do ensaio da verificação da razão de transformação, o resultado da inspeção visual efetuada no sentido de detetar contactos carbonizados ou fugas de óleo, e o DGA, nas situações em que o óleo isolante contém gases dissolvidos resultantes de um defeito da comutação de tomadas. No que toca ao ensaio elétrico, o índice de saúde associado comporta os mesmos valores que os explicados na condição do seletor. Os índices de saúde associados às inspeções visuais são apresentados nas Tabelas seguintes.

Tabela 6.12-HI relativo à Condição dos Contactos do Rutor.

Condição Contactos do Rutor	HI
Bom estado	100
Vestígios de Desgaste	75
Muito Desgastados	40
Carbonizados	20

Tabela 6.13-HI relativo à existência de Óleo no Rutor.

Fugas de Óleo	HI
Sem Fugas de Óleo	100
Vestígios de Óleo	75
Manchas de Óleo	40
Fuga de Óleo	10

É o ensaio que verifica a relação de transformação que tem maior peso no cálculo da condição do seletor, tendo um peso de 50%. O DGA pode ser conhecido e não ser utilizado como variável do algoritmo, uma vez que podemos estar perante uma combinação de gases dissolvidos, que não tenha sido o resultado de um defeito ocorrido durante a comutação de tomadas. Nas situações em que o DGA tem gases dissolvidos que indiciam a ocorrência de um defeito na comutação, este terá um peso de 35% no cálculo da condição do rutor do comutador. As inspeções visuais, quando conhecidas, contribuem com um peso de 15%. O índice de saúde associado à condição do rutor é calculado com base nos processos conhecidos para a sua avaliação, ou seja, é efetuado o cálculo relativamente ao que se conhece e não em relação a todas as condições possíveis de avaliação. Nas Figuras 6.23 e 6.24 estão presentes duas situações exemplificativas do que foi acabado de mencionar quanto ao comportamento do algoritmo.

Situação 1

Nesta situação são conhecidas todas as condições possíveis para avaliar o índice de saúde do rutor do comutador. Repare-se que, apesar do DGA ser conhecido, o algoritmo não o considera como variável para o cálculo, uma vez que os gases dissolvidos no óleo não ilustram um defeito ocorrido na comutação de tomadas. O algoritmo indica que o DGA é um “Parâmetro não conhecido” para o cálculo em questão. O índice de saúde do rutor é calculado em relação a 65% das condições capazes de o avaliar, uma vez que o DGA tem um peso de 35% e, não é para o efeito, um dado conhecido.

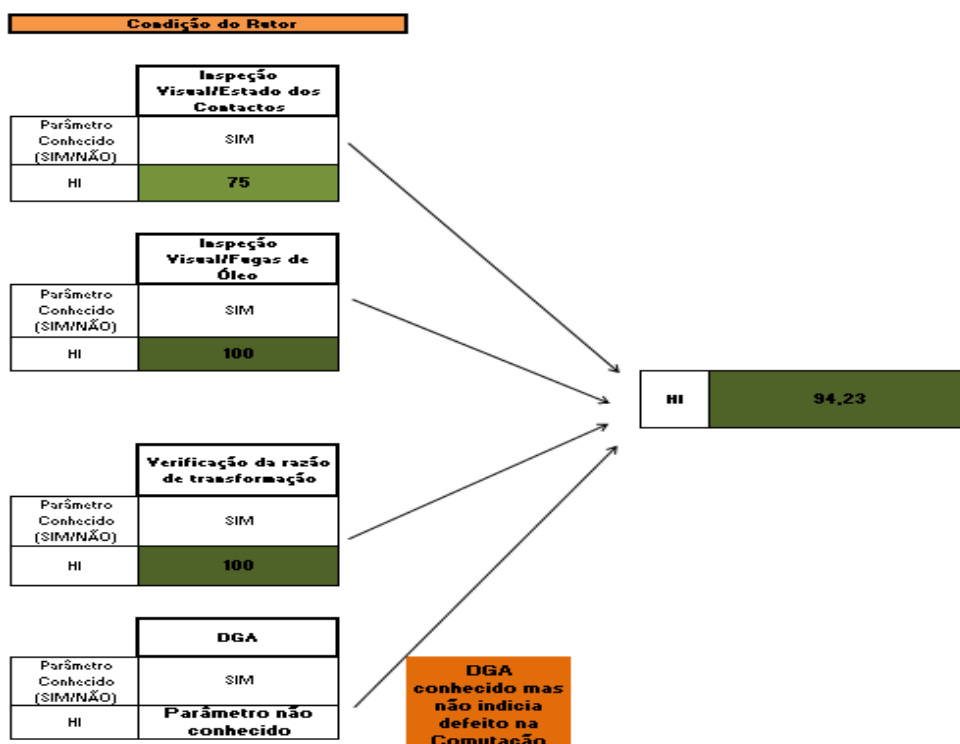


Figura 6.23- HI relativo à condição do Rutor do Comutador-Situação 1.

Situação 2

A situação 2 apresentada na Figura seguinte assemelha-se à Situação 1, no entanto, o DGA além de ser conhecido, é formado por concentrações de gases que indicam a possibilidade de ter ocorrido um defeito na comutação, daí nesta situação, o DGA ser considerado variável de cálculo da condição do rutor do comutador de tensão em carga.

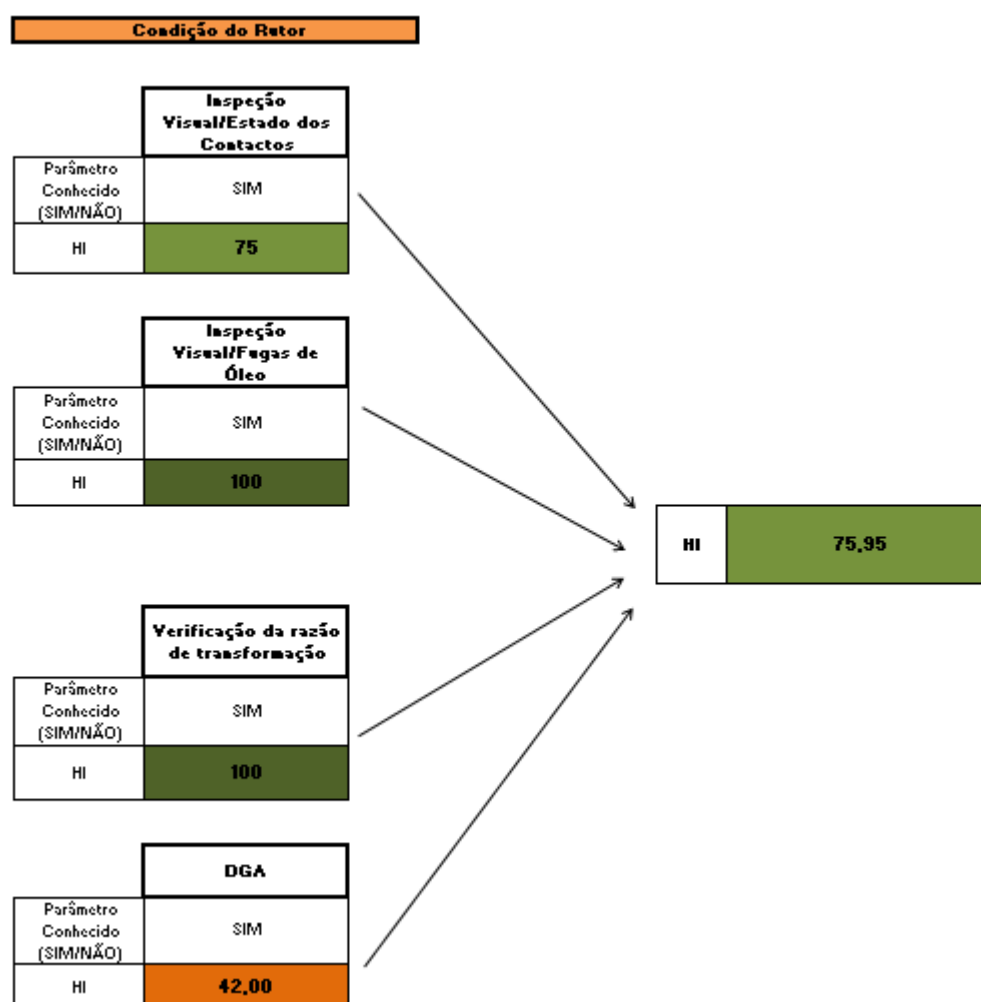


Figura 6.24- HI relativo à condição do Rutor do Comutador-Situação 2.

Confrontando a condição do rutor com a condição do seletor, o índice de saúde do isolamento interno do comutador é calculado segundo 60% do índice de saúde associado à condição do rutor e 40% do índice de saúde associado à condição do seletor. É atribuído um maior peso à condição do rutor pois é o rutor que está mais sujeito ao desgaste. Na Figura seguinte está presente o resultado obtido para o nível de isolamento interno do comutador, sendo o índice de saúde associado à condição do seletor igual a 100 e o contributo da condição do rutor o presente na Situação 2 acabada de apresentar.

$$\begin{aligned}
 & \text{HI Condição Isolamento Interno Comutador} = \\
 & 60\% \text{HI Condição Rutor} + 40\% \text{HI Condição Seletor} \\
 & \quad (6.10)
 \end{aligned}$$

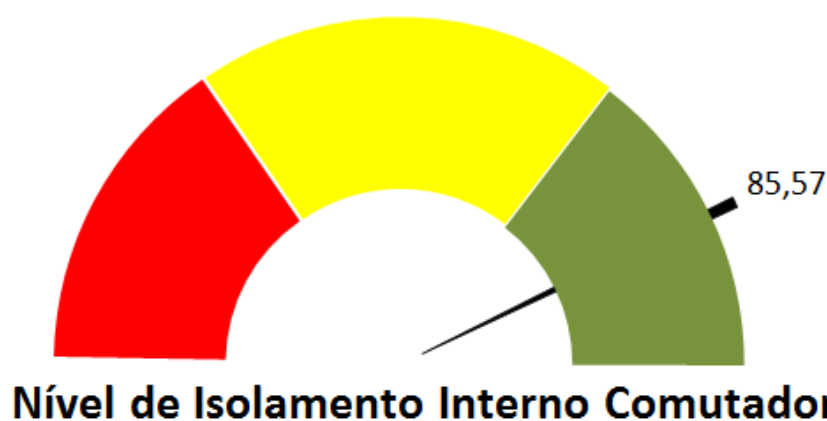


Figura 6.25- Índice de Saúde relativo ao Isolamento Interno do Comutador.

No que toca ao cálculo do índice de saúde do transformador, o nível de isolamento interno do comutador tem um peso de 15%.

6.1.4.2. Condição do Armário de Acionamento do Comutador em Carga

Relativamente à condição do armário do comutador, o algoritmo utiliza para avaliação da condição, os resultados da inspeção visual efetuada ao contador de manobras e os resultados da monitorização da corrente do motor no momento da comutação. Também neste caso se utiliza o minorante, ou seja a pior situação constitui o índice de saúde da condição do armário, a qual será variável do algoritmo de cálculo. A tabela dos índices de saúde associados à inspeção visual é apresentada de seguida.

Tabela 6.14-HI relativo à condição do Contador de Manobras.

Condição do Contador de Manobras	HI
Bom Estado	100
Vestígios de Desgaste	60
Vestígios de Quebra	30
Partido	10

O valor do índice de saúde do ensaio da corrente do motor de acionamento do comutador terá um valor nulo, no caso de haver irregularidades na forma de onda da corrente, ou o valor 100 no caso oposto, em que a corrente tem um desempenho normal.

Na Figura seguinte estamos perante um comutador que tem um motor em bom estado uma vez que a sua forma de onda não apresenta irregularidades e, um contador de manobras que apresenta algum desgaste. Sendo o menor valor obtido o correspondente à variável de cálculo do algoritmo, verificamos que esta terá o valor correspondente à inspeção visual.

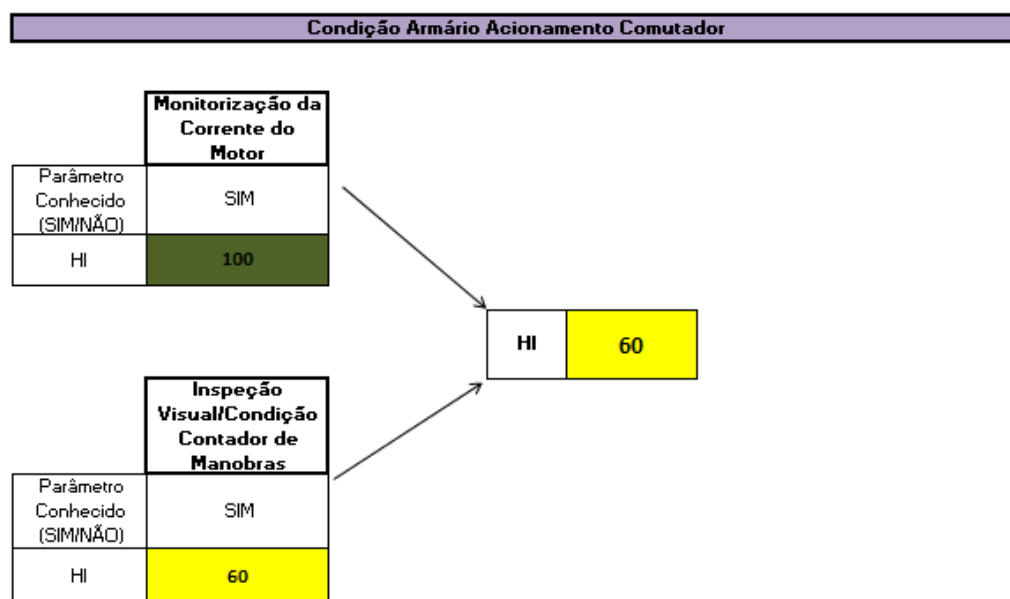


Figura 6.26-HI relativo à condição do Armário de Acionamento do Comutador.

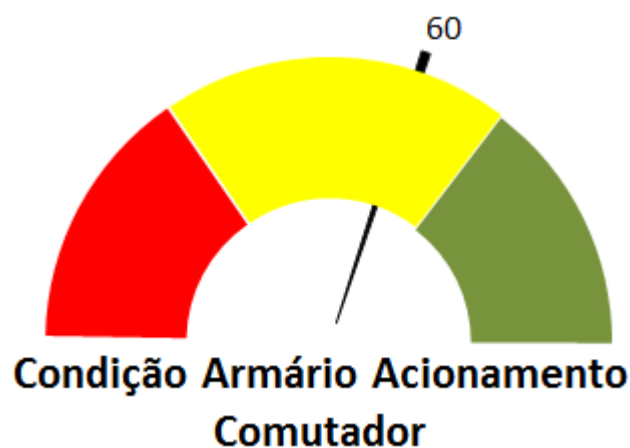


Figura 6.27- Índice de Saúde relativo à Condição do Armário de Acionamento do Comutador.

Relativamente ao cálculo do índice de saúde do transformador, o valor obtido para a condição do armário tem um peso de 5%. De facto, esta condição é pouco significativa para a saúde efetiva do transformador, daí ter uma relevância muito pequena no cálculo. Assim sendo, verificamos que está associado um peso de 20% ao modo de falha referente à manobra de comutação.

Aqui chegados, estão agora reunidas as condições para calcular o índice de saúde global do transformador. São conhecidos os modos de falha, bem como as condições capazes de avaliar cada modo de falha prejudiciais ao normal desempenho das funcionalidades associadas a um transformador.

No gráfico seguinte estão presentes os pesos referentes a cada modo de falha no cálculo do índice de saúde de um ativo.

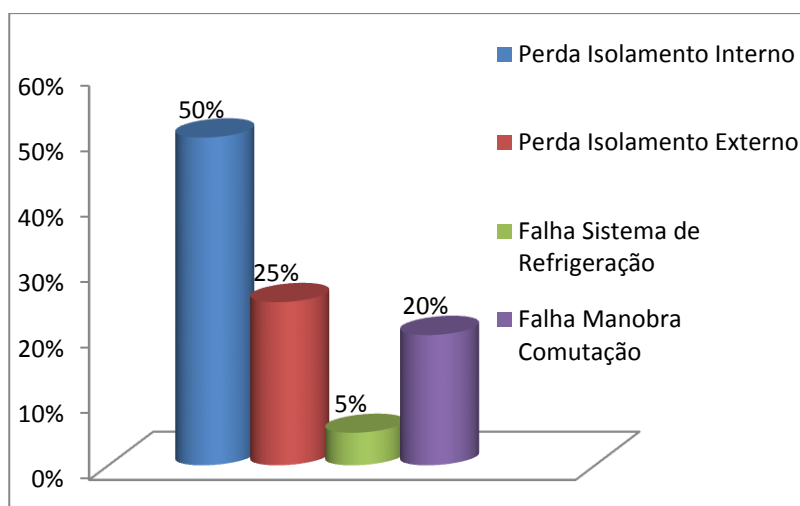


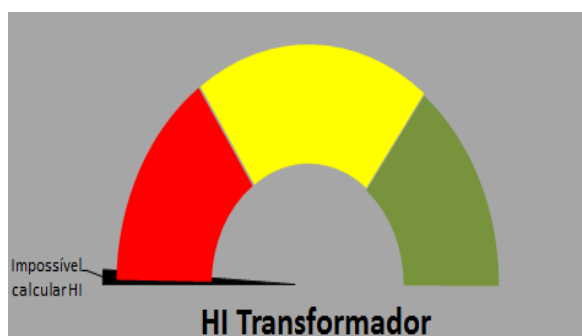
Gráfico 6.7-Contribuições de cada Modo de Falha no cálculo do HI do Transformador.

Resulta do Gráfico 6.7, tal como frisado ao longo do Capítulo, que a perda de isolamento interno do transformador corresponde ao modo de falha mais importante da saúde do mesmo, isso porque o modo de falha engloba as condições primordiais na avaliação de um ativo, como é o caso da condição dos enrolamentos, óleo isolante, núcleo e travessias. O nível de isolamento externo, que é fornecido pela condição externa da travessia, tem igualmente uma considerável importância no cálculo do índice de saúde, pelas razões discutidas anteriormente.

Note-se que os 20% referentes ao modo de falha da Manobra de Comutação são decompostos na perda de isolamento interno do comutador (15%) e na condição do armário de acionamento do comutador em carga (5%). É importante não esquecer que o cálculo do índice de saúde é realizado tendo em conta a percentagem total de conhecimento do ativo. Portanto, no caso de não estar disponível qualquer informação acerca da condição interna do transformador, o cálculo do índice de saúde é efetuado segundo dados de apenas 50% do ativo, uma vez que os restantes 50% são referentes ao nível de isolamento interno que, neste caso, é desconhecido.

O algoritmo não calcula o índice de saúde sempre que forem conhecidas menos de 40% das condições avaliativas do mesmo. Neste caso o utilizador recebe um alerta que o informa da existência de pouca informação, para avaliar de uma forma realista, a condição do transformador.

	HI
Perda Isolamento Interno (Bloco Estático)	Condição Desconhecida
Perda Isolamento Externo (Bloco Estático)	Condição Desconhecida
Falha Sistema de Refrigeração	25
Perda Isolamento Interno (Comutador)	100
Condição Armário Acionamento do Comutador	100



Impossível Calcular HI Transformador por falta de Informação

Figura 6.28-Exemplo da impossibilidade de cálculo do HI por falta de informação.

Como se apercebe ao longo deste Capítulo, existem condições que dão indicações mais concretas e fidedignas sobre a saúde dos componentes do transformador. Reparemos então nas duas situações presentes a seguir. Na Situação 1 é feito um diagnóstico a um determinado transformador, sendo conhecidos os índices de saúde relativos a todos os modos de falhas, ou seja, a avaliação da saúde do transformador é realizada à totalidade da condição do ativo (100%). Neste caso foi obtido um índice de saúde do transformador de 73.69.

Situação 1

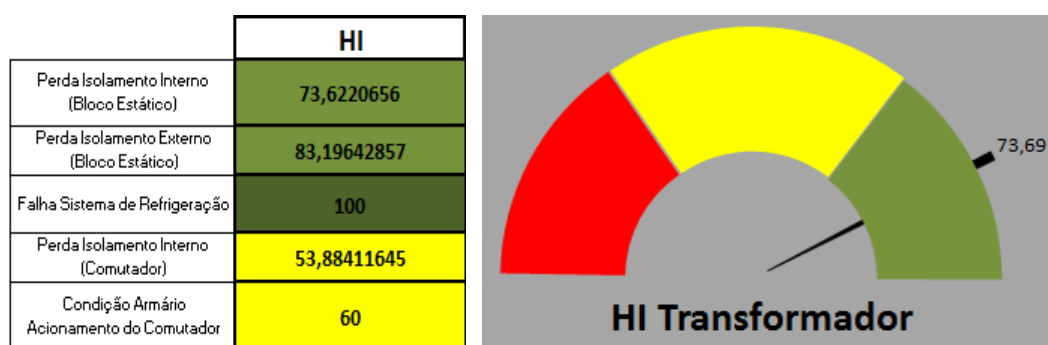


Figura 6.29-Índice de Saúde do Transformador-Situação 1.

$$HI_{TP} = 0.5 * 73.622 + 0.25 * 83.196 + 0.05 * 100 + 0.15 * 53.884 + 0.05 * 60 = 73.69$$

(6.11)

Situação 2

Nesta situação é feito um diagnóstico a outro transformador, sendo que contrariamente ao que acontece na Situação 1, nesta não é conhecido o Nível de Isolamento Interno do mesmo. Note-se que o índice de saúde obtido é praticamente igual ao obtido na Situação 1, embora essa igualdade tenha significados diferentes. Na Situação 1 foi feito um diagnóstico conhecendo a totalidade das condições capazes de avaliar a saúde do ativo. O mesmo não acontece na Situação 2, cujo nível de isolamento interno do transformador é desconhecido. O cálculo do seu índice de saúde é baseado em apenas 50% das condições capazes de o avaliar, uma vez que o nível de isolamento interno do ativo tem no algoritmo, um peso de 50%.

Apesar de estarmos perante dois transformadores que apresentam o mesmo índice de saúde, o calculado na Situação 1 é mais fidedigno que o da Situação 2, porque são abrangidas mais condições avaliativas.

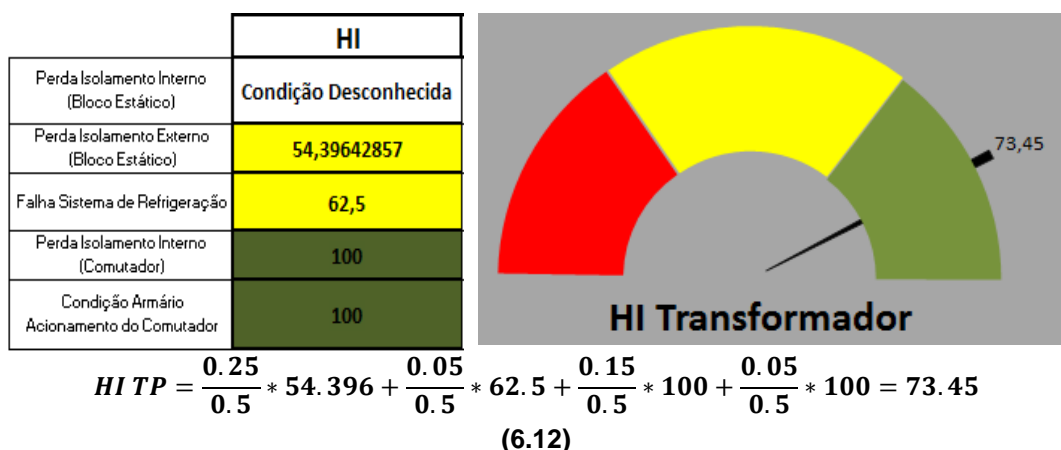


Figura 6.30-Índice de Saúde do Transformador-Situação 2.

A capacidade que o algoritmo tem de analisar a fidedignidade das situações, deve-se a um parâmetro do mesmo, o qual denominamos de Confiabilidade. A Confiabilidade dá-nos o nível de confiança do cálculo do índice de saúde de um determinado transformador, sendo este um parâmetro essencial para distinguir transformadores com igual índice saúde mas, baseados em condições de avaliação/diagnóstico diferentes. A Confiabilidade do Cálculo do Índice de Saúde de Transformadores será abordada no subcapítulo seguinte.

Para finalizar vamos focar a nossa atenção num aspeto importante. No Capítulo 2, na secção dos Aspetos Construtivos, foram analisados todos os subsistemas que compõem o sistema transformador. De todos, existe um que não é referido no cálculo do índice de saúde de transformadores que é o subsistema referente às proteções próprias. De facto, apesar das proteções próprias serem parte integrante e fundamental no funcionamento de um ativo, a condição destas não é utilizada como variável de cálculo do algoritmo.

Repare-se, por exemplo, no caso do relé de Buchholz não estar a funcionar. Este facto não pode por si só constituir uma condição de agravamento do estado do TP porque apesar de se correr o risco de num determinado momento haver um aumento da quantidade de gases no interior deste, e o relé não atuar, não significa que o estado de saúde do ativo seja prejudicado pela avaria da proteção própria, ou seja, isso não é uma condição que enfraquece diretamente a saúde do ativo.

O mesmo ponto de vista pode ser aplicado ao termómetro do óleo. Havendo uma avaria do termómetro de óleo corre-se o risco de não haver arranque dos ventiladores do sistema de refrigeração, quando em circunstâncias normais, estes arrancariam. Apesar disso, o defeito existente na proteção própria não prejudica de uma forma direta o transformador, uma vez que pode até nem haver um sobreaquecimento que justifique o arranque dos ventiladores e o termómetro estar avariado, o que não justifica que tal prejudique a condição do ativo.

Um dos defeitos encontrados numa das intervenções efetuadas num transformador numa subestação, foi a não eletrificação da válvula de sobrepressão. A válvula detetava o aumento de pressão mas não conseguia enviar a informação de atuação para o relé/proteção. Também neste caso, a anomalia verificada numa proteção própria do transformador não pode ser considerada como prejudicial ao estado de saúde efetivo do ativo. A sua não atuação em caso de defeito pode evidentemente ser prejudicial ao funcionamento do transformador, mas só em circunstâncias em que há um aumento da pressão.

Fazendo uma analogia com o ser humano podemos dizer que os enrolamentos, e as travessias, globalmente considerados, são como um coração, sendo que em caso de anomalia, o estado de saúde do transformador/ser humano é claramente prejudicado. Já o sistema de refrigeração pode ser equiparado a um membro do ser humano, isto porque, este pode ter um braço com mazelas, no entanto, o seu estado de saúde, no global, continua a ser bom. Foi evidenciada anteriormente a importância do algoritmo conter uma alarmística associada, no sentido de alertar o utilizador da existência de uma anomalia, podendo esta, prejudicar consideravelmente o normal funcionamento do transformador. Na Figura seguinte são apresentados todos os alarmes suportados pelo algoritmo.

ALARMES			
ALERTA: DGA Mau	ALERTA: Má Qualidade do Óleo	ALERTA: Travessia Partida	ALERTA: Papel Isolante Muito Degradado
ALERTA: Motor Ventiladores não arranca	ALERTA: Temperatura Ponto Quente >100°	ALERTA: TP sem ligação à Terra	ALERTA: Fuga de Óleo
ALERTA: Fator de Dissipação Dielétrico Travessia Mau	ALERTA: Ventiladores em Mau Estado	ALERTA: Ensaio Resposta em Frequência NEGATIVO	ALERTA: Ensaio Resistência ohmica enrolamentos
ALERTA: Ensaio Resistência de Isolamento NEGATIVO	ALERTA: Verificação da Relação de Transformação NEGATIVO	ALERTA: Medição Corrente Excitação NEGATIVO	ALERTA: Corrente do Motor Comutador Anormal

Figura 6.31- Alarmes do algoritmo.

AVISOS			
Tensão Disruptiva: Valor Inadequado segundo a Norma	IFT: Valor Inadequado segundo a Norma	Teor de Acidez: Valor Inadequado segundo a Norma	Teor de Água: Valor Inadequado segundo a Norma
DGA: Possível Defeito de Regulação	DGA: Possível Defeito Interno	Degradação Papel (2FAL)	Degradação Papel (DPv)
DP associado a DT	DP associado a DT	Papel Muito Degradado	Degradação Significativa

Figura 6.32-Avisos do algoritmo.

Na Figura 6.32 apresentam-se os avisos com que o utilizador pode ser confrontado. Estes avisos não têm a gravidade dos alarmes, e são acionados no sentido de assinalar pequenas irregularidades quanto à condição do óleo isolante, do DGA e a condição do papel isolante, ou seja, não têm uma função alarmística mas sim de acompanhamento do estado de alguns constituintes fundamentais para a avaliação da condição de um ativo.

6.2. Confiabilidade do Cálculo do Índice de Saúde

Foi anteriormente explicado, de forma resumida, parte do significado do parâmetro Confiabilidade no cálculo do índice de saúde de um transformador. A Confiabilidade, de facto, fornece ao utilizador o grau de certeza do cálculo do índice de saúde de um ativo. É um parâmetro essencial para diferenciar transformadores com o mesmo índice saúde, tomando por base, não só a quantidade de condições que avaliam a saúde do ativo, como também a

confiança que cada condição de avaliação nos fornece. É um facto que, numa situação em que se avalia a condição do ativo conhecendo 80% das condições possíveis capazes de o avaliar, dá-nos uma certeza de resultado superior ao caso de estarmos perante um transformador em que a sua condição é avaliada conhecendo 50% da máquina, podendo os transformadores ter exatamente o mesmo índice de saúde, porém, o resultado da primeira situação é mais confiável.

Uma outra situação que pode ocorrer corresponde ao caso em que estamos perante dois transformadores em que o índice de saúde é o mesmo, tendo sido avaliados os mesmos modos de falha do ativo, ou seja, a percentagem do ativo avaliada foi a mesma em ambos os transformadores. Tal situação, não implica que a confiabilidade dos transformadores seja a mesma, porque apesar do índice de saúde ser o mesmo em ambos, e esse índice ter sido calculado com base na avaliação dos mesmos componentes do ativo, essa avaliação pode ter sido efetuada segundo diferentes formas de diagnóstico.

Num transformador a condição dos enrolamentos foi avaliada conhecendo todos os processos capazes de o fazer (Papel Isolante, Ensaio Elétrico e DGA). No outro transformador também a condição dos enrolamentos foi avaliada, a qual foi efetuada pela análise do papel e DGA. O cálculo do índice de saúde do primeiro transformador tem uma maior confiabilidade que o cálculo do índice de saúde do segundo transformador, apesar de em ambos a condição dos enrolamentos ter sido avaliada, esta foi efetuada com base em processos/métodos de análise distintos.

A confiabilidade é efetivamente importante para fazer a distinção entre transformadores que possam ter o mesmo índice de saúde, sendo ele calculado por processos mais ou menos confiáveis do ponto de vista da certeza do processo de análise aplicado para a avaliação da condição do ativo.

É de certa forma elucidativo que, aplicar ensaios elétricos para análise da condição do rutor fornece uma maior certeza na avaliação dessa condição, que por e simplesmente calculá-la por simples inspeções visuais. Da mesma forma que é mais confiável averiguar o estado do sistema de refrigeração aplicando o ensaio de rotina que força o arranque dos ventiladores, do que avaliar esse mesmo estado por uma mera inspeção visual dos mesmos.

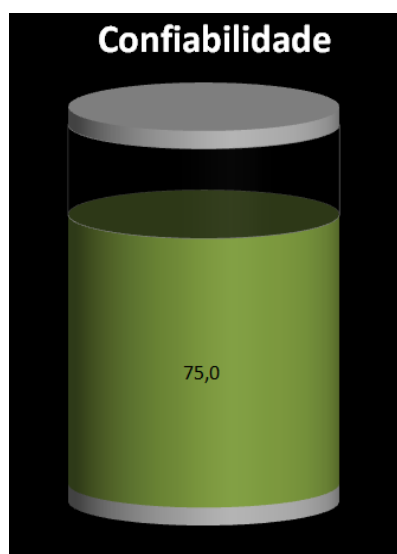


Figura 6.33-Representação da Confiabilidade no algoritmo.

6.3. Cálculo da Vida Restante do Transformador

Denomina-se vida restante do transformador o tempo expectável que este estará em funcionamento, até atingir o termo da sua vida. É evidentemente um parâmetro difícil de quantificar, uma vez que nem sempre é totalmente realista, como veremos já de seguida.

Em capítulos anteriores foi evidenciada a importância do papel isolante para a saúde de um transformador e para o correto funcionamento do mesmo, uma vez que a sua degradação é claramente um fator de envelhecimento do ativo.

Na verdade, a condição do papel isolante não nos informa apenas sobre a condição do transformador, mas também sobre a sua vida restante, através da análise do grau de polimerização viscosimétrico médio (DPv) de amostras de papel. Tal como explicado anteriormente, a medição do DPv direta é inviável do ponto de vista de operação do transformador porque obriga a que o equipamento esteja fora de serviço, além de ser um processo complexo, uma vez que a amostra retirada tem de ser de zonas favoráveis à correta leitura da grandeza. Em alternativa à medição direta do DPv existem modelos em que a grandeza é calculada por intermédio de correlações entre o DPv e a concentração de 2FAL no óleo. Obviamente que a confiabilidade nos resultados é menor, uma vez que ao utilizarmos um modelo estamos a estimar o DPv, o que em termos de confiança é inferior à obtida no caso de medição direta por recolha de amostras.

Conhecido o DPv, este é comparado aos valores de referência de papéis isolantes novos e no fim da sua vida útil. Diversos estudos e também fabricantes indicam que no fim de vida útil do papel, este deverá ter um valor de DPv compreendido entre 150 e 250, sendo maioritariamente utilizado um DPv de 200. No que toca a um papel isolante novo o DPv situa-se entre os 1000 e 1200. Geralmente o valor utilizado é 1200.

No Capítulo 4, no Gráfico 4.1 estão presentes quatro estudos que constituem correlações entre o DPv e a concentração de 2FAL.

Em termos de cálculo, e conhecido o valor do DPv do papel, é possível compará-lo com os valores base de um papel novo e em fim de vida, calculando a percentagem de vida restante do ativo por aplicação da seguinte expressão:

$$\text{Vida útil restante (\%)} = \left(1 - \frac{Dp_n - Dp_0}{Dp_n - Dp_{fv}} \right) * 100 \quad (6.13)$$

Onde:

Dp_n - Grau de Polimerização Viscosimétrico médio do papel isolante de um transformador novo;

Dp_0 - Grau de Polimerização Viscosimétrico médio do papel isolante;

Dp_{fv} - Grau de Polimerização Viscosimétrico médio do papel isolante de um transformador em fim de vida.

O número de anos de vida útil restante do transformador é obtido efetuando o produto entre a percentagem de vida útil restante e o tempo de vida expectável do ativo, que geralmente é um parâmetro fornecido pelo fabricante. O tempo de vida expectável garantido pelos fabricantes varia entre trinta e quarenta anos.

É importante lembrar que o algoritmo atribui um índice de saúde à condição do papel isolante dependendo da concentração de 2FAL no óleo e outro índice de saúde de acordo com o DPv medido. Os valores atribuídos são baseados nos Gráficos 6.1 e 6.2 apresentados anteriormente.

O algoritmo dá prioridade ao cálculo da vida restante do transformador através do DPv medido diretamente no papel isolante. Como esta medição tem pouca probabilidade de acontecer, o algoritmo recorre às correlações mencionadas ao longo do documento escrito. Tem-se por isso de questionar acerca da correlação a utilizar. Para ajudar a dar resposta à questão, observe-se a situação apresentada de seguida. Imagine-se que é conhecido o DPv medido diretamente do papel e a concentração de 2FAL presente no óleo isolante de um transformador, e que os índices de saúde obtidos para cada forma de avaliação da condição do papel são praticamente iguais.

	Parâmetro/Ensaio Conhecido?	Qual o seu valor?
DPv Medido Diretamente	SIM	740
2FAL	SIM	1,57

HI 2FAL	62,40147524	HI DPv medido	62,8512411
---------	--------------------	---------------	-------------------

Figura 6.34-Índice de Saúde do Papel Isolante pelos dois Métodos de Avaliação.

Para os valores presentes na Figura 6.34, apresenta-se no Gráfico 6.8 a vida restante do ativo segundo a medição direta do DPv e segundo as correlações mencionadas anteriormente.

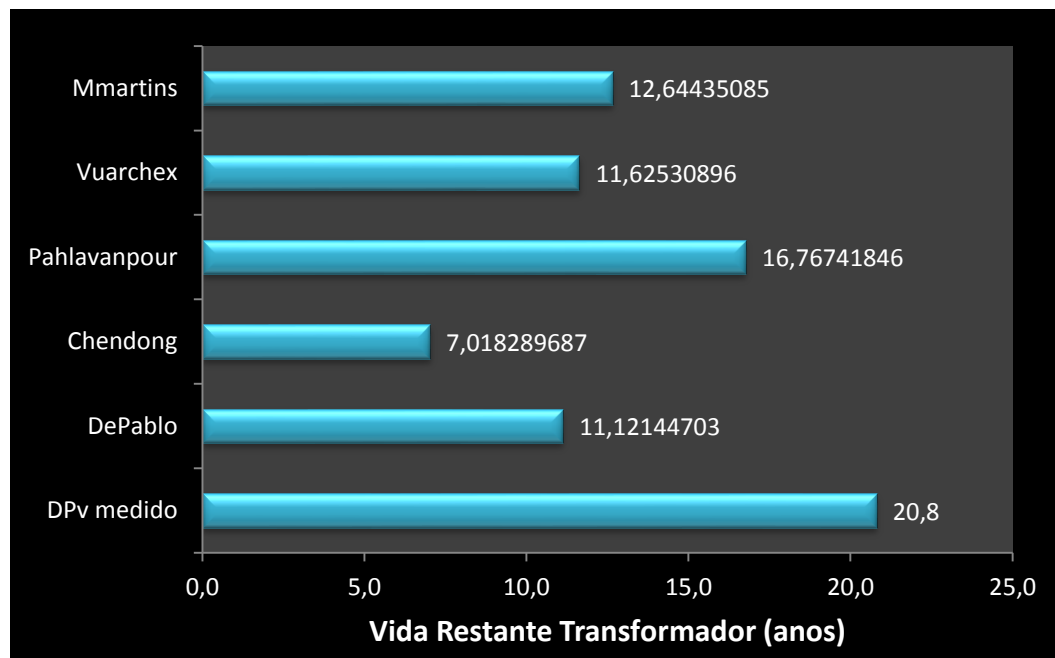


Gráfico 6.8-Vida Restante do Transformador.

Note-se que o índice de saúde da condição do papel, sendo praticamente similar nas duas formas de avaliar a condição do mesmo, é o estudo de Pahlavanpour que mais se aproxima da vida restante calculada por intermédio da medição direta do grau de polimerização. Assim sendo, no caso de estarmos perante um transformador em que não se conhece o DPv medido,

o algoritmo calcula a vida restante de um ativo pela correlação de Pahlavanpour, com a qual ficamos mais próximos da vida restante obtida pela medição direta da condição do papel isolante. No caso de estarmos perante um transformador em que não é conhecido o DPv medido nem a concentração de 2FAL a utilizar na correlação de cálculo do DPv, não é possível o cálculo da vida restante desse transformador. Apesar de o algoritmo ter predefinida a correlação de Pahlavanpour, o utilizador pode escolher qualquer outra correlação disponível no mesmo.

6.4. Probabilidade de Falha

O cálculo da probabilidade de falha do transformador é um parâmetro importante para o conhecimento do risco de falha do ativo, levando-o à saída de serviço.

Logo à partida, podemos questionar-nos se o índice de saúde do transformador não é condição suficiente para estimar a probabilidade de falha, uma vez que, perante um transformador com um índice de saúde mau, este terá obrigatoriamente de possuir uma probabilidade de falha considerável. Esta consideração verifica-se em parte, uma vez que o ativo pode efetivamente falhar devido à sua condição debilitada, mas pode também falhar por outros fatores. É uma realidade, que a condição associada ao nível de isolamento interno e externo do transformador tem uma elevada expressão no cálculo da sua probabilidade de falha, no entanto, é inevitável considerar outros fatores como fatores ambientais, fatores referentes às características técnicas e os fatores externos impactantes.

Relativamente às características técnicas, é a idade do transformador, o fator contributivo para o cálculo da probabilidade de falha. É evidente que perante um transformador com cinquenta anos a probabilidade de ele falhar é superior à probabilidade de um transformador com cinco anos falhar, podendo mesmo o índice de saúde deste último, ser inferior ao índice de saúde do transformador com cinquenta anos, no entanto, em termos de características técnicas um ativo com mais idade tem claramente maiores probabilidades de falhar. O peso da idade para o cálculo da probabilidade de falha segue uma distribuição polinomial quadrática e é apresentada no Gráfico seguinte. Observa-se que o indicador referente à idade assume valores elevados no caso do transformador em causa ter pouca idade e valores baixos no caso oposto.

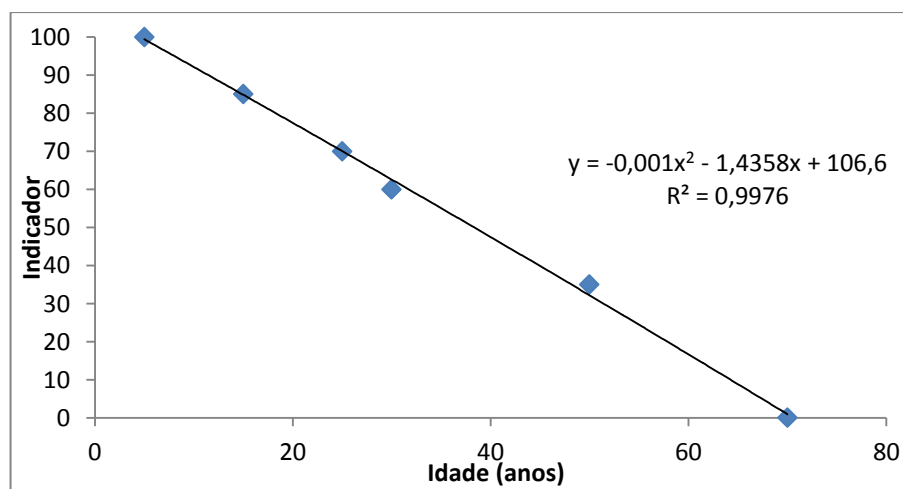


Gráfico 6.9-Relação Indicador/Idade no cálculo da Probabilidade de Falha.

Relativamente à probabilidade de falha de isolamento externo, não só a idade é considerada como característica técnica, mas também a existência de isolamento a Si-COAT das travessias. Este isolamento constitui um revestimento protetor das travessias, utilizado geralmente em ambientes salinos, para evitar os contornamentos entre isoladores. No caso de estas possuírem este revestimento, o algoritmo atribui-lhe o indicador 100, caso contrário ser-lhe-á atribuído um indicador nulo.

No que toca às características ambientais, são considerados fatores contributivos para a falha de um ativo, o nível de poluição, o índice ceráunico e a avifauna da zona geográfica onde está instalado o ativo. Dependendo do nível obtido em cada fator, é-lhe atribuído um indicador. Associado a cada modo de falha, o algoritmo atribui o valor do pior indicador obtido, de entre as características ambientais utilizadas.

Tabela 6.15-Indicadores dos Fatores Ambientais

Poluição	Índice Ceráunico	Avifauna	Indicador
Sem poluição	I.C. ≤ 6	Sem Aves	100
Poluição Industrial	$6 < \text{I.C.} \leq 11$	Outras aves	85
Poluição Marítima - $1 \text{ km} \leq \text{dist. mar} \leq 5 \text{ km}$	$11 < \text{I.C.} \leq 16$	Estorninhos	65
Poluição Marítima - $< 1 \text{ km}$ do mar	$16 < \text{I.C.} \leq 21$	Cegonhas	35
Poluição Marítima + Poluição Industrial	I.C. > 21	Estorninhos +Cegonhas	1

Por fim, resta fazer referência aos fatores externos que têm impacto na probabilidade do ativo falhar. São considerados como fatores externos o risco de incêndio, de inundações, o risco de ocorrerem eventos atmosféricos extremos e o risco sísmico da zona geográfica onde se encontra o ativo. À semelhança do que acontece com os fatores ambientais, são igualmente associados indicadores aos fatores externos impactantes. O valor utilizado pelo algoritmo é o correspondente ao indicador com pior classificação. Na Tabela seguinte são apresentados os indicadores relativos aos fatores externos impactantes.

Tabela 6.16- Indicadores dos Fatores Externos Impactantes

Incêndio (zonas Geográficas)	Risco Sísmico	Risco Inundação	Eventos Atmosféricos extremos	Indicador
Zona sem risco de incêndio	Muito Baixo	Muito Baixo	Muito baixa incidência	100
Zona de baixo risco	Baixo	Baixo	Baixa incidência	85
Zona de risco moderado	Médio	Médio	Incidência moderada	65
Zona elevado risco de incêndio	Alto	Alto	Alta Incidência	35
Zona de muito elevado risco de incêndio	Muito Alto	Muito Alto	Muito Alta Incidência	1

Na Tabela 6.17 são apresentados os fatores que têm impacto no cálculo da probabilidade de cada modo de falha ocorrer.

Tabela 6.17-Fatores que contribuem para o cálculo da Probabilidade de Falha.

	Características Técnicas	Características Ambientais	Condição Técnica	Fatores Externos Impactantes
Perda Isolamento Interno	Idade	Nível Ceráunico	Índice de Saúde Isolamento Interno	Risco Incêndio Risco Inundações Risco Eventos Atmosféricos Extremos Risco Sísmico
Perda Isolamento Externo	Idade (70%) Isoladores com Si-COAT (30%)	Nível Ceráunico Poluição Avifauna	Índice de Saúde Isolamento Externo	Risco Incêndio Risco Inundações Risco Eventos Atmosféricos Extremos Risco Sísmico
Falha Sistema Refrigeração	Idade	Nível Ceráunico Poluição	Índice de Saúde Sistema Refrigeração	Risco Incêndio Risco Inundações Risco Eventos Atmosféricos Extremos Risco Sísmico
Falha Manobra Comutação	Idade	Nível Ceráunico	Índice de Saúde Comutador de Tensão em Carga	Risco Incêndio Risco Inundações Risco Eventos Atmosféricos Extremos Risco Sísmico

Conhecidos todos os fatores que podem conduzir o ativo à falha, é necessário converter todos os indicadores obtidos para um valor probabilístico, sendo que tal se consegue por aplicação da seguinte expressão.

$$\frac{100 - \text{Valor do Indicador}}{100} \quad (6.14)$$

O princípio para o cálculo da probabilidade de falha é baseado na chamada Probabilidade Condicionada, cuja expressão é apresentada de seguida.

$$P(A|B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} \quad (6.15)$$

Neste problema em concreto, estamos perante os chamados acontecimentos consequentes e antecedentes. Como o próprio nome indica, os acontecimentos antecedentes são as causas que levam à ocorrência dos acontecimentos consequentes, assim denominados uma vez serem o resultado de acontecimentos ocorridos. Neste problema em concreto, são listados os seguintes acontecimentos:

Acontecimentos consequentes

I - Falha do Isolamento Interno do Transformador;
 E - Falha do Isolamento Externo do Transformador;
 REF - Falha do Sistema de Refrigeração;
 CMT - Falha da Manobra de Comutação.

Acontecimentos antecedentes

CTEC - Falha causada por Características Técnicas;
 CAMB - Falha causada por Características Ambientais;
 CONTEC - Falha causada pela Condição Técnica do Transformador;
 FEXT - Falha causada por Fatores Externos Impactantes.

Em termos probabilísticos, é importante referir que os acontecimentos não são independentes, isso porque os acontecimentos consequentes estão dependentes dos acontecimentos antecedentes.

Aos acontecimentos antecedentes, estão associadas probabilidades de ocorrência, as quais são baseadas em dados históricos existentes, ou seja, em todo o universo de falhas de todos os transformadores, analisando a quantidade de falhas que foram originadas por cada acontecimento antecedente. Uma vez que este histórico está um pouco disperso, o algoritmo suporta-se na experiência dos colaboradores EDP, no sentido de através da sua opinião estimar quais são os acontecimentos antecedentes que mais vezes causam a falha do ativo. Tendo este *feedback* de profissionais experientes na manutenção de transformadores, o algoritmo, para o cálculo da probabilidade de falha associado a cada modo de falha baseou-se nas probabilidades presentes na tabela seguinte.

Tabela 6.18- Probabilidades de ocorrência acontecimentos antecedentes.

	P (CTEC)	P (CAMB)	P (CONTEC)	P (FEXT)
Perda Isolamento Interno	15%	5%	75%	5%
Perda Isolamento Externo	20%	15%	50%	15%
Falha Sistema de Refrigeração	10%	15%	70%	5%
Falha da Manobra de Comutação	15%	5%	75%	5%

Repare-se que a probabilidade dos acontecimentos antecedentes difere para cada modo de falha. Tal facto pode ser explicado com um exemplo concreto, uma vez que existe uma maior probabilidade de haver falha de isolamento externo devido a características ambientais do que haver falha de isolamento interno causada pelas mesmas, pelo que a probabilidade do acontecimento antecedente para os dois modos de falha é diferente.

Conhecidas as probabilidade de ocorrência dos acontecimentos antecedentes, estamos em condições de calcular as probabilidades de ocorrência dos acontecimentos consequentes, ou seja, à probabilidade de ocorrência de cada modo de falha.

$$\begin{aligned}
 P(I) &= P(I \cap CTEC) + P(I \cap CAMB) + P(I \cap CONTEC) + P(I \cap FEXT) \\
 &= [P(I|CTEC) * P(CTEC)] + [P(I|CAMB) * P(CAMB)] + [P(I|CONTEC) * P(CONTEC)] + [P(I|FEXT) * P(FEXT)]
 \end{aligned}
 \tag{6.16}$$

$$\begin{aligned}
P(E) &= P(E \cap CTEC) + P(E \cap CAMB) + P(E \cap CONTEC) + P(E \cap FEXT) \\
&= [P(E|CTEC) * P(CTEC)] + [P(E|CAMB) * P(CAMB)] + [P(E|CONTEC) * P(CONTEC)] + [P(E|FEXT) * \\
&\quad P(FEXT)] \\
&\quad (6.17)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
P(REF) &= P(REF \cap CTEC) + P(REF \cap CAMB) + P(REF \cap CONTEC) + P(REF \cap FEXT) \\
&= [P(REF|CTEC) * P(CTEC)] + [P(REF|CAMB) * P(CAMB)] + [P(REF|CONTEC) * P(CONTEC)] + \\
&\quad [P(REF|FEXT) * P(FEXT)] \\
&\quad (6.18)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
P(CMT) &= P(CMT \cap CTEC) + P(CMT \cap CAMB) + P(CMT \cap CONTEC) + P(CMT \cap FEXT) \\
&= [P(CMT|CTEC) * P(CTEC)] + [P(CMT|CAMB) * P(CAMB)] + [P(CMT|CONTEC) * P(CONTEC)] + \\
&\quad [P(CMT|FEXT) * P(FEXT)] \\
&\quad (6.19)
\end{aligned}$$

Onde:

$P(I)$ – Probabilidade de Falha do Isolamento Interno do TP;

$P(E)$ – Probabilidade de Falha do Isolamento Externo do TP;

$P(REF)$ – Probabilidade de Falha do Sistema de Refrigeração do TP;

$P(CMT)$ – Probabilidade de Falha da Manobra de Comutação no TP;

$P(CTEC)$ – Probabilidade da Falha ser causada por Características Técnicas;

$P(CAMB)$ – Probabilidade da Falha ser causada por Características Ambientais;

$P(CONTEC)$ – Probabilidade da Falha ser causada pela Condição Técnica;

$P(FEXT)$ – Probabilidade da Falha ser causada por Fatores Externos Impactantes.

A probabilidade de cada modo de falha ocorrer é dada pela soma dos produtos entre a probabilidade condicionada e a probabilidade dos acontecimentos antecedentes. Os valores das probabilidades condicionadas correspondem às probabilidades obtidas dos indicadores referidos anteriormente (Tabela 6.17).

Neste caso em concreto, e pela aplicação da probabilidade condicionada, pressupõe-se que o acontecimento consequente ocorre unicamente devido a um acontecimento antecedente e não devido à combinação destes.

Para conhecer a probabilidade de falha de um ativo é necessário saber que modos de falha podem levar à saída de serviço do ativo. O algoritmo, apesar de calcular as probabilidades de falha associados a todos os modos de falha, no que toca ao cálculo da probabilidade do transformador falhar, recorre unicamente à probabilidade de falha do isolamento interno e externo do ativo. Note-se que podemos ter um cenário em que é certo que o sistema de refrigeração vai falhar (probabilidade unitária), o qual não implica que o transformador falhe. Por outro lado, se um transformador obtiver uma probabilidade de falha de isolamento interno elevada, é bem provável que o transformador não suporte e, certamente falhará.

A probabilidade de falha do transformador é então dada por aplicação da chamada “Reunião de Acontecimentos”, à qual está associada a seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
P(A \cup B) &= (P(A) + P(B)) - (P(A) * P(B)) \\
&\quad (6.20)
\end{aligned}$$

Aplicando o conceito ao nosso problema em concreto, obtém-se a seguinte expressão:

$$Probabilidade\ Falha\ TP = P(I \cup E) = (P(I) + P(E)) - (P(I) * P(E))$$

(6.21)

**Probabilidade de Falha
Transformador**

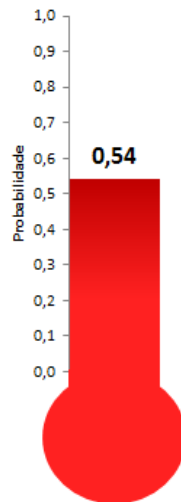
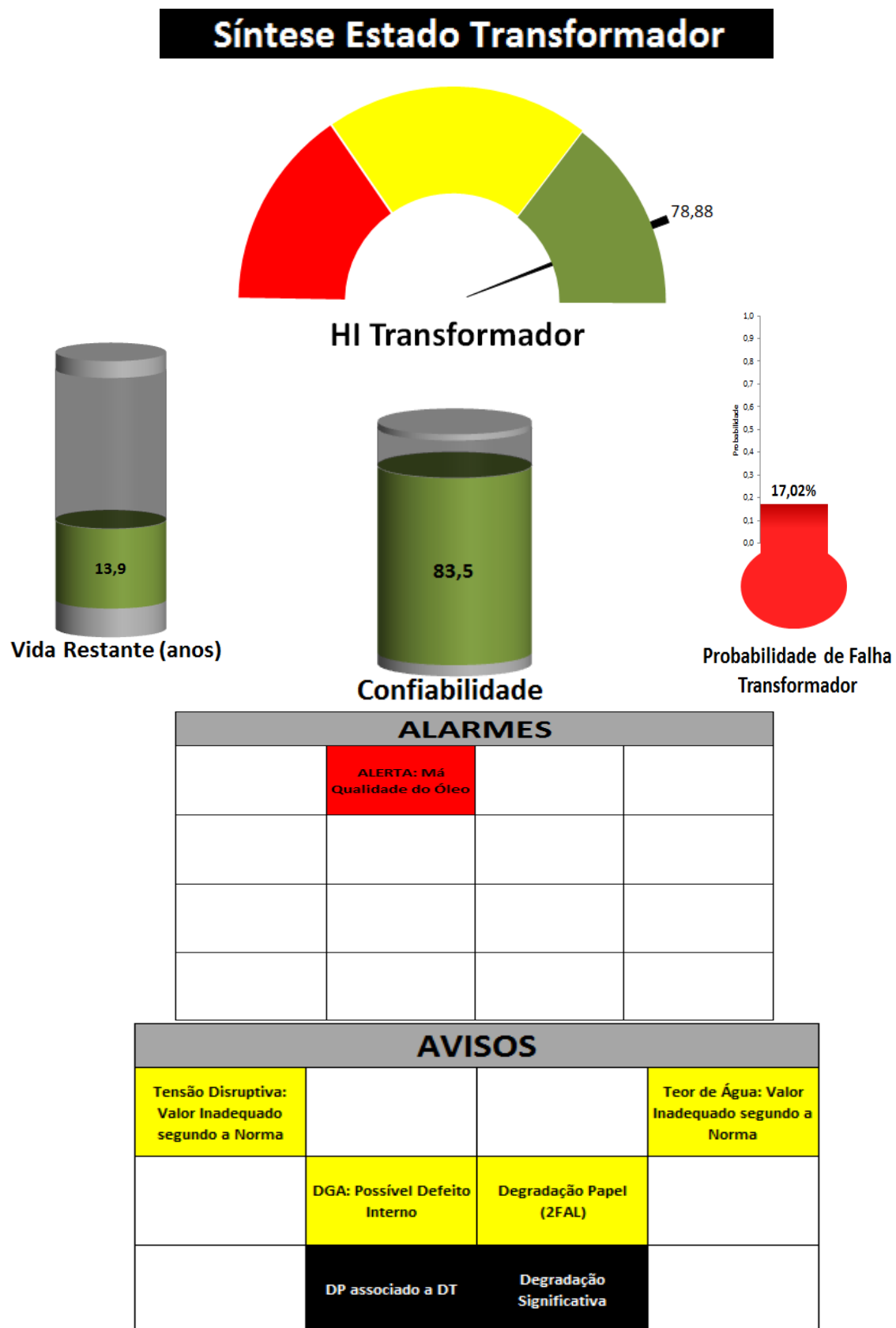


Figura 6.35-Indicador da Probabilidade de Falha do Transformador no algoritmo.

Estão assim discriminados todos os parâmetros capazes de avaliar de uma forma realista, a condição de um transformador de potência, por intermédio do cálculo do índice de saúde com uma determinada confiabilidade associada. Também a vida restante de um ativo é calculada através da análise do papel isolante ou da concentração de 2FAL existente no óleo. Por fim é calculada a probabilidade de falha de um ativo, tendo por base a probabilidade de ocorrer falha do isolamento interno ou externo. Na Figura 6.36 podemos verificar a apresentação sintética dos parâmetros calculados associados a um determinado transformador, sendo ela criada pelo algoritmo.



Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

Este Capítulo sintetiza as conclusões que resultaram da elaboração deste trabalho. Por fim é efetuado um levantamento de possíveis trabalhos futuros a realizar no âmbito de dissertações ou projetos relacionados com o trabalho desenvolvido.

7.1. Considerações Finais

Os principais objetivos da presente dissertação correspondiam à construção de um algoritmo de avaliação da condição de Transformadores de Potência AT/MT, calculando para tal, o seu índice de saúde, vida restante e probabilidade de falha.

De forma a efetuar uma análise rigorosa, foi necessário efetuar, inicialmente, um estudo profundo acerca dos aspetos construtivos dos transformadores. É um facto inegável que o transformador é efetivamente uma máquina bastante complexa, sendo que para perceber na íntegra a verdadeira essência do ativo, é necessário ter um conhecimento bem formado acerca da sua constituição e estruturação. Por forma a concluir o estudo que assenta na base teórica indispensável para a compreensão e bom desenvolvimento do trabalho em causa, foi feita uma apreciação dos principais modos de falha que ocorrem em transformadores de potência AT/MT.

Como qualquer máquina, também os transformadores estão sujeitos ao envelhecimento, o qual pode ser explicado, entre outros fatores, pelos defeitos que acompanharam o ativo ao longo do seu período de vida. Daí ser importante conhecer, em primeiro lugar, as falhas que podem ocorrer no transformador e, seguidamente identificar quais as que são mais prejudiciais para a saúde do ativo. É um facto que a parte ativa, o comutador de tensão em carga e as travessias são, em termos de histórico de falhas, os constituintes do transformador mais propensos a falhar. É importante não esquecer que o regime de exploração de um ativo, ao longo do seu período de vida útil influencia a sua condição, assim como o seu envelhecimento.

Foi feita uma abordagem aos métodos mais utilizados para diagnosticar a condição dos transformadores. Ao longo do trabalho foi frisada a indispensabilidade do óleo e do papel isolante do transformador, não só em termos da necessidade destes para o seu correto

funcionamento, como também na detecção de anomalias. Assim sendo, concluiu-se que o diagnóstico efetuado ao sistema de isolamento do transformador é sem dúvida muito importante. Salienta-se novamente que o óleo isolante é, sem dúvida alguma, o ADN do transformador pois através da sua análise é possível avaliar a sua condição, sendo inclusive possível estimar a sua vida restante. Foram abordados outros métodos de diagnóstico como as inspeções termográficas, inspeções visuais, ensaios elétricos, entre outros. A verdade é que todos os métodos de análise são importantes, não obstante uns serem mais confiáveis do que outros. Ainda assim, através do conhecimento de todos os métodos é possível avaliar a condição de um ativo com elevados níveis de certeza.

Inquestionável é também, a utilidade da manutenção de qualquer equipamento elétrico. Uma boa manutenção aplicada ao ativo é fundamental para prolongar a vida do mesmo, além da vida expectável atribuída ao ativo pelo fabricante. É importante reter que o envelhecimento de um transformador se deve em parte às condições de exploração a que este esteve sujeito durante o seu tempo de vida. Mas, não é menos verdade, que uma manutenção correta e regular aumenta a longevidade do ativo, atenuando em parte, as rigorosas condições de exploração a que este possa estar sujeito. É fundamental lembrar que cerca de 60% do parque de transformadores da EDP Distribuição tem uma idade superior a 30 anos, o que coloca a manutenção destes ativos, num ponto mais elevado na hierarquia de prioridades da empresa.

A monitorização de transformadores assumiu algum destaque no desenrolar do trabalho, uma vez que esta é uma área com elevadas margens de progressão. A monitorização em tempo real de um ativo constitui uma ferramenta poderosa para o acompanhamento do desempenho do mesmo e, fundamentalmente na antecipação de falhas que possam estar na iminência de ocorrer. O auge destes sistemas será alcançado no momento em que, seja possível mensurar grande parte dos parâmetros avaliativos da condição de um ativo, calculando automaticamente a sua condição, ao nível do índice de saúde, vida restante e probabilidade de falha.

Relativamente ao algoritmo, foi feita uma primeira abordagem ao cálculo do índice de saúde de um transformador. De uma forma sintética, o nível de isolamento interno assume no algoritmo uma elevada relevância no cálculo do índice de saúde. Para o cálculo desse nível, a condição dos enrolamentos e das travessias assumem um maior destaque para o respetivo cálculo. É fulcral reter que cada caso é um caso e, o cálculo do índice de um determinado transformador é diferente do cálculo efetuado para outro transformador, uma vez que está sempre dependente da sua condição e fundamentalmente dos dados disponíveis para efetuar essa análise.

A Confiabilidade é um parâmetro essencial, uma vez que este permite fazer a distinção entre ativos, no que toca ao grau de certeza com que a sua condição é avaliada. Ao nível do planeamento e gestão de ativos, o conhecimento da vida restante de qualquer equipamento é fundamental para a tomada de decisões, confrontando o investimento em novos equipamentos e o investimento no melhoramento das condições de funcionamento destes. Ao nível dos transformadores, é a condição do papel isolante que estima a vida restante associada a um ativo, sendo que o conhecimento deste parâmetro assume elevada importância no sentido de se poder aplicar uma correta gestão de todos transformadores de uma entidade distribuidora de energia elétrica, neste caso, a EDP Distribuição. O último ponto a abordar no que diz respeito ao algoritmo é a probabilidade de falha, a qual informa o utilizador acerca do risco que existe de o ativo sair de serviço devido a uma falha. O cálculo é efetuado com base na

condição do isolamento interno e externo do ativo e com base nas características ambientais, técnicas e fatores externos impactantes que agravem ambos os níveis de isolamento. O algoritmo calcula a probabilidade de haver falha no sistema de refrigeração e da manobra de comutação, no entanto, o resultado obtido não é introduzido no cálculo da probabilidade do ativo falhar.

Em conclusão, fica uma reflexão final baseada no facto de ter tido o privilégio de ter o contacto direto com um equipamento que tem de tão interessante como de complexo e, que pode sem dúvida, ser uma fonte interminável de temas a discutir e estudar.

7.2. Trabalhos Futuros

No seguimento deste trabalho, e dada a importância do algoritmo para a avaliação da condição dos transformadores de potência AT/MT da EDP Distribuição, é importante identificar novas linhas de estudo e de trabalho possíveis de desenvolver no futuro. Apesar da obtenção de um algoritmo que calcula com algum rigor e certeza a condição de um ativo, salientam-se um conjunto de melhorias que podem ser postas em prática para complementar este trabalho.

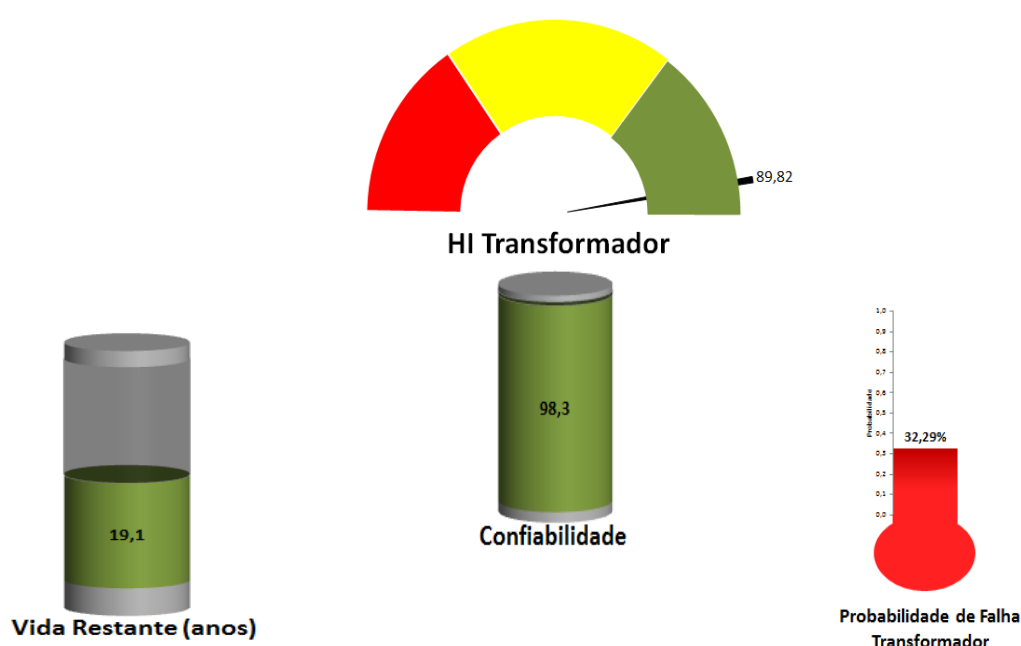
- Construção do algoritmo numa linguagem de Programação como o C ou C++.
- Caracterizar todo o parque de transformadores de potência AT/MT da EDP Distribuição aplicando o algoritmo, efetuando comparações entre transformadores.
- Amadurecer as metodologias aplicadas no algoritmo revendo parâmetros e pesos que compõem as condições de avaliação de um ativo.
- Implementar novas técnicas capazes de diagnosticar o estado do ativo.
- Recolher e processar informação ainda não disponível para avaliação de um transformador.
- Acompanhar a evolução das estratégias de manutenção, como a introdução de novas práticas.
- Acompanhar a evolução técnica de novos equipamentos ou sistemas que auxiliem o correto funcionamento do transformador.

Anexo A

Aplicação do Algoritmo de cálculo a uma amostra de 10 Transformadores de Potência AT/MT da EDP Distribuição

SE Campo Alegre
TP I

Síntese Estado Transformador



ALARMES			

AVISOS			
	IFT: Valor Inadequado segundo a Norma		Teor de Água: Valor Inadequado segundo a Norma
		Degradação Papel (2FAL)	
		Degradação Muito Ligeira	

Figura A.1-Análise da Condição do TP I Subestação do Campo Alegre.

SE Campo Alegre
TP III

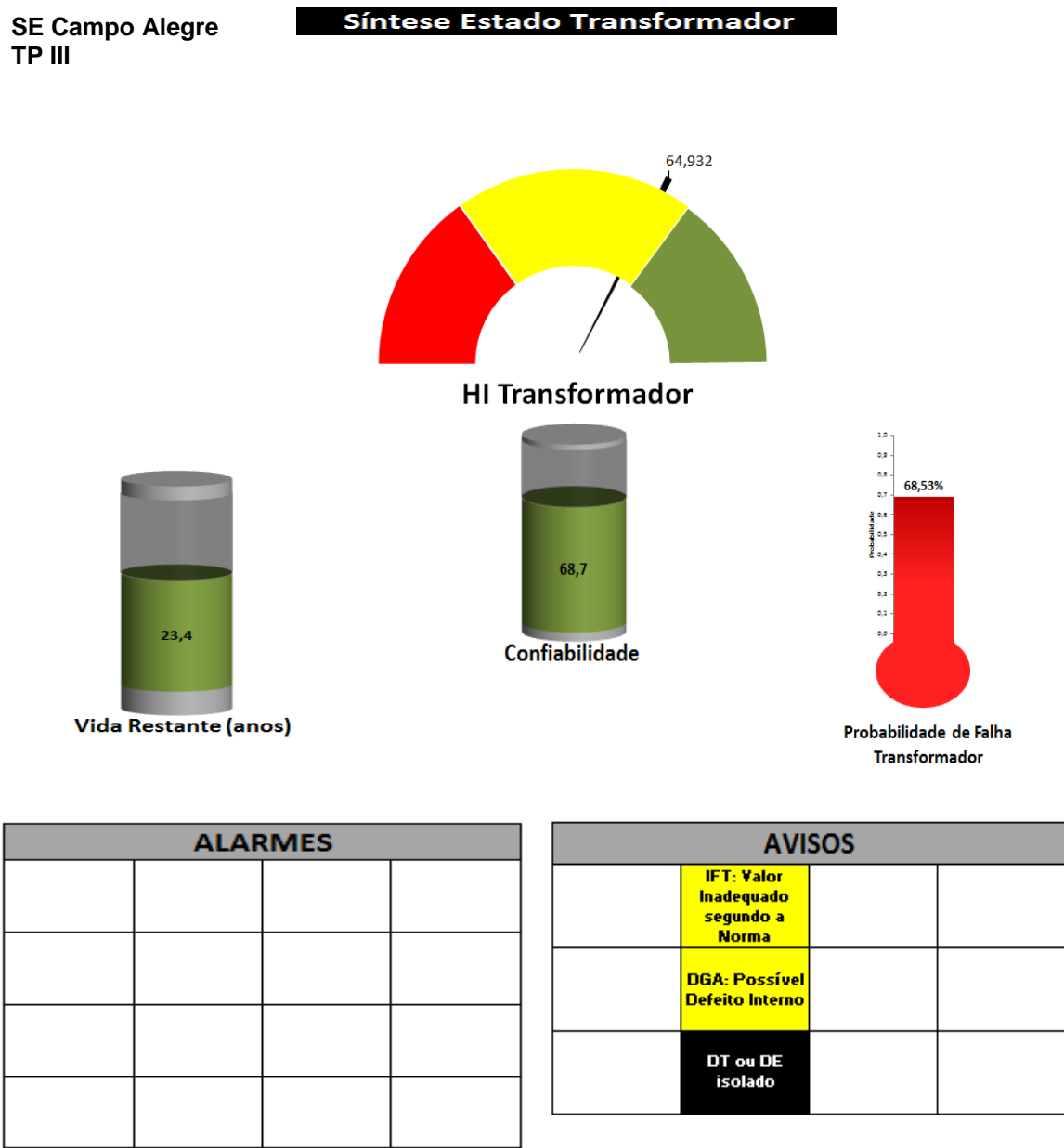


Figura A.2- Análise da Condição do TP III Subestação do Campo Alegre.

SE Antas TP I

Síntese Estado Transformador

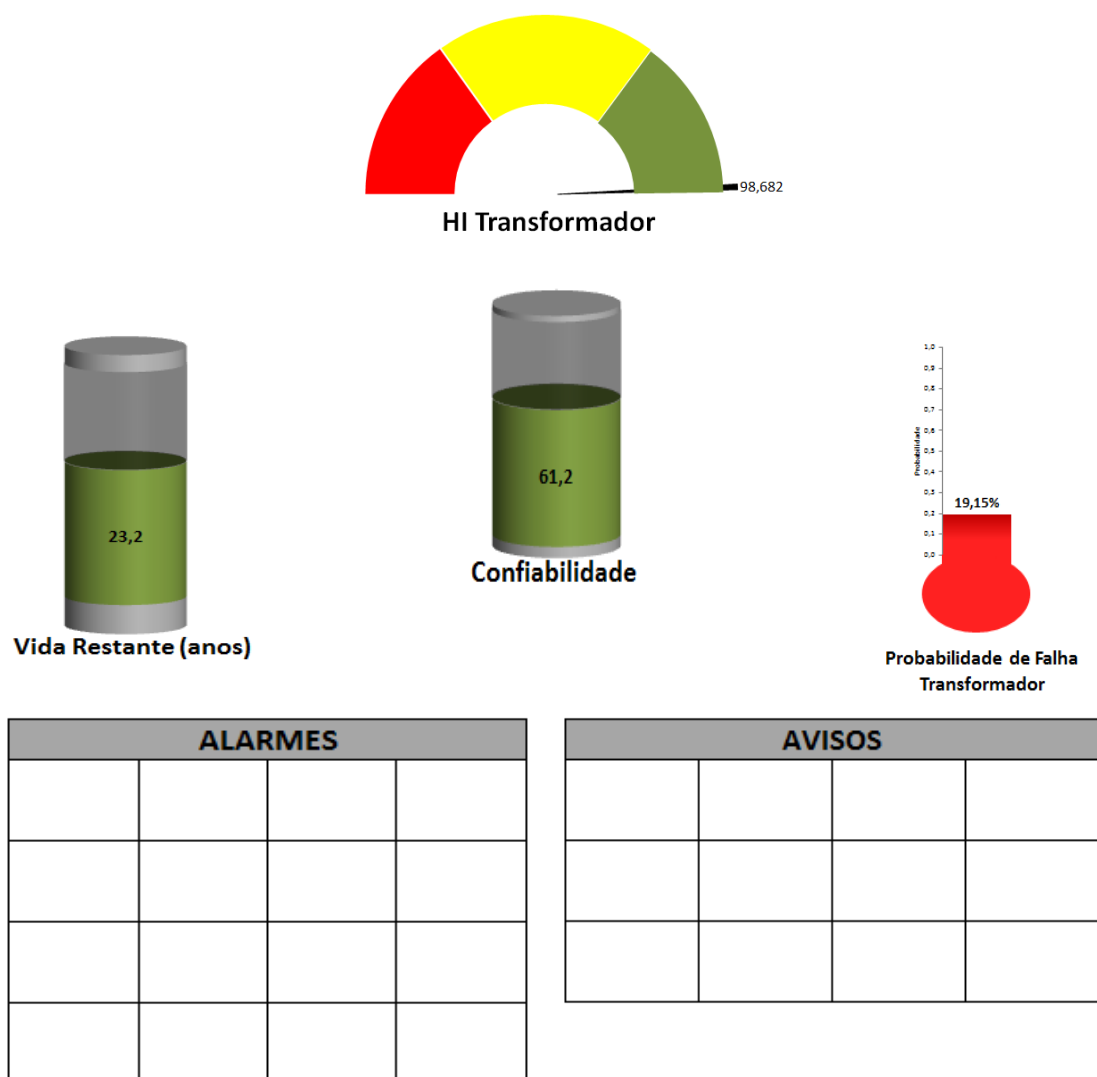


Figura A.3- Análise da Condição do TP I Subestação das Antas.

SE Antas TP III

Síntese Estado Transformador

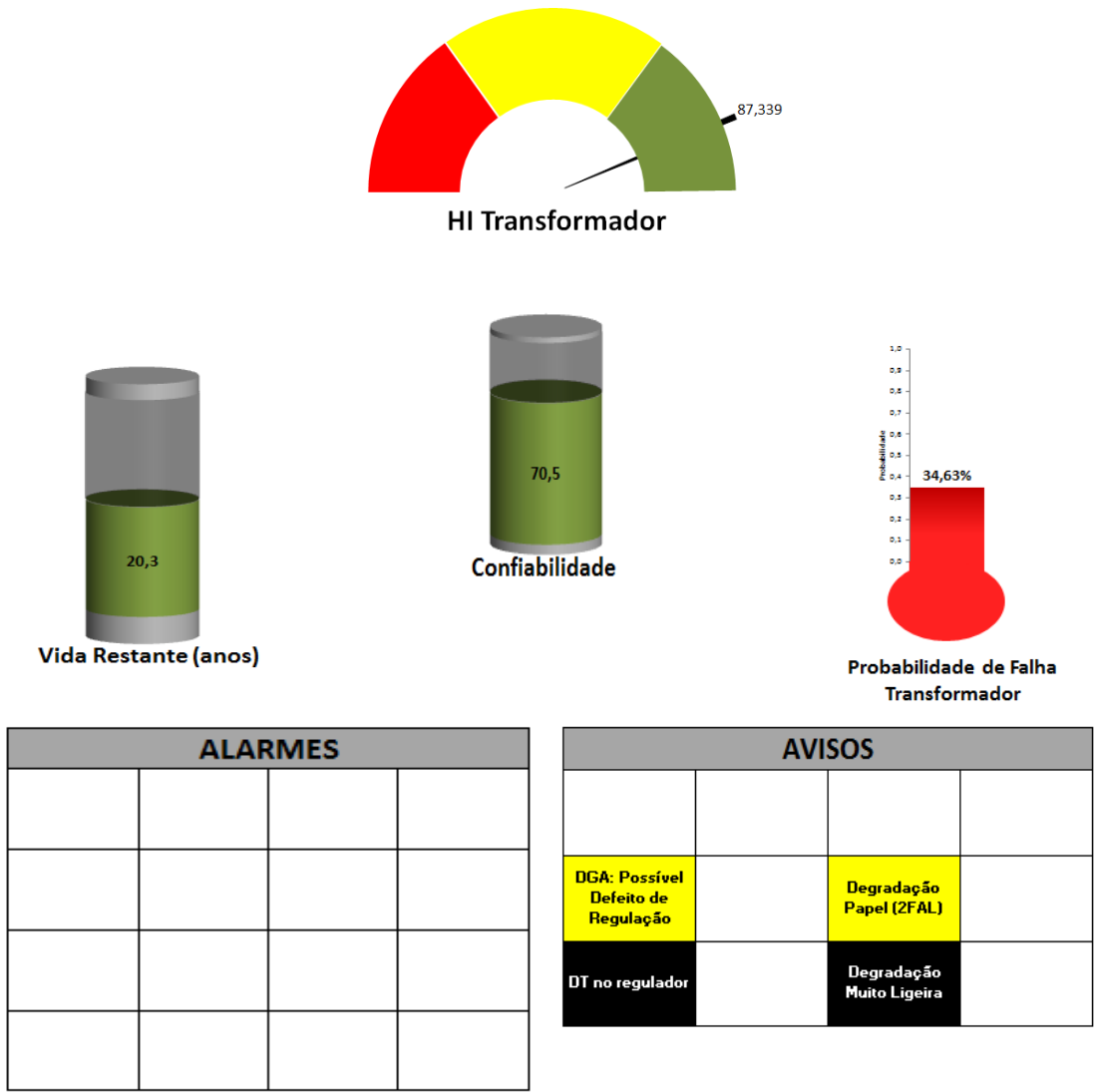


Figura A.4- Análise da Condição do TP III Subestação das Antas.

SE Paranhos TP I

Síntese Estado Transformador

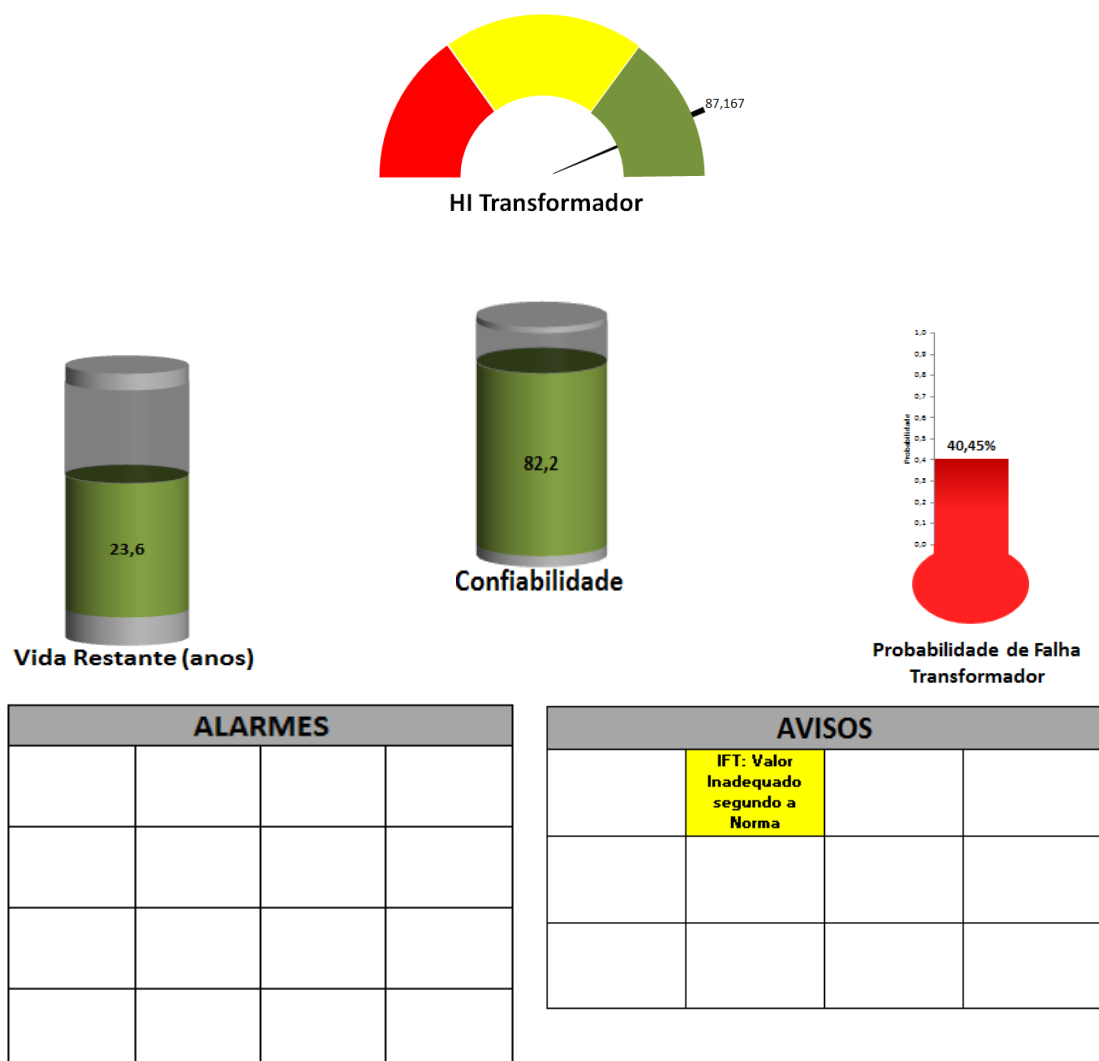


Figura A.5- Análise da Condição do TP I Subestação Paranhos.

SE Vitória TP I

Síntese Estado Transformador

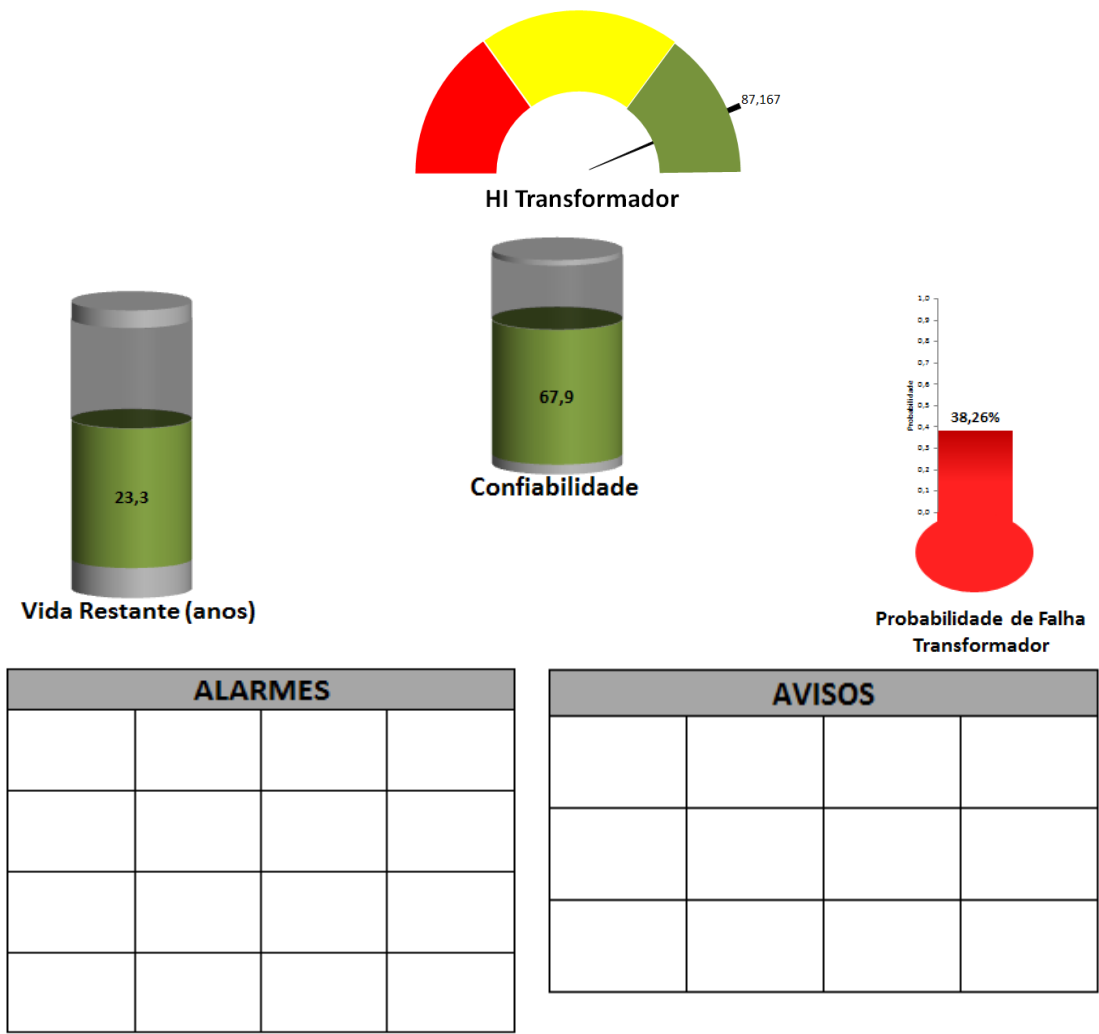
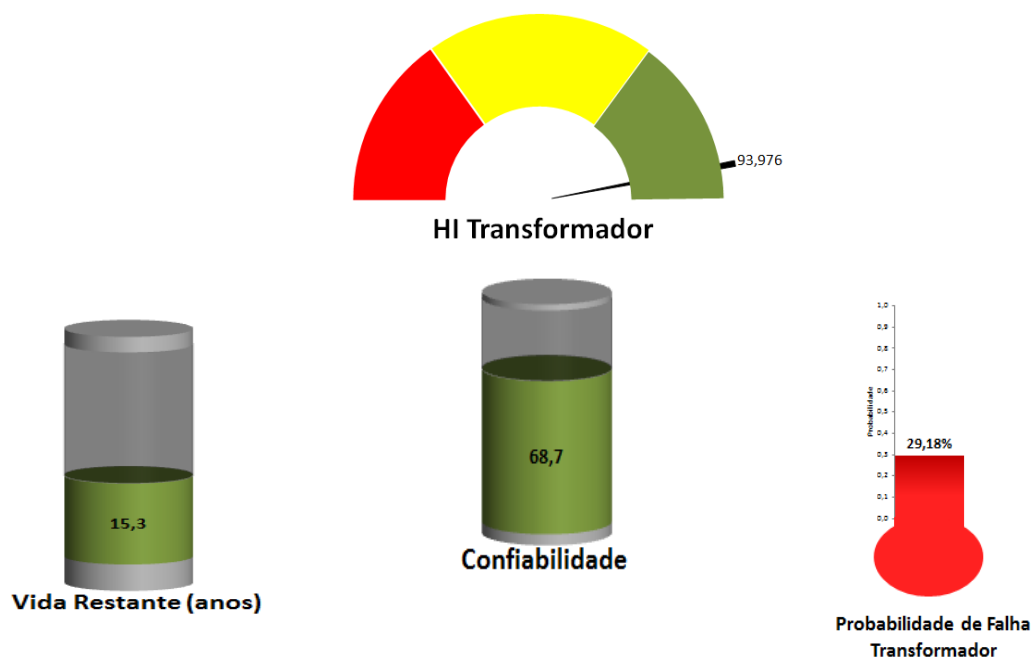


Figura A.6- Análise da Condição do TP I Subestação da Vitória.

SE Campo 24 Agosto
TP I

Síntese Estado Transformador



ALARMES			

AVISOS			
	IFT: Valor Inadequado segundo a Norma		
		Degradação Papel (2FAL)	
		Degradação Significativa	

Figura A.7-Análise da Condição do TP I Subestação Campo 24 de Agosto.

SE Monte dos Burgos
TP I

Síntese Estado Transformador

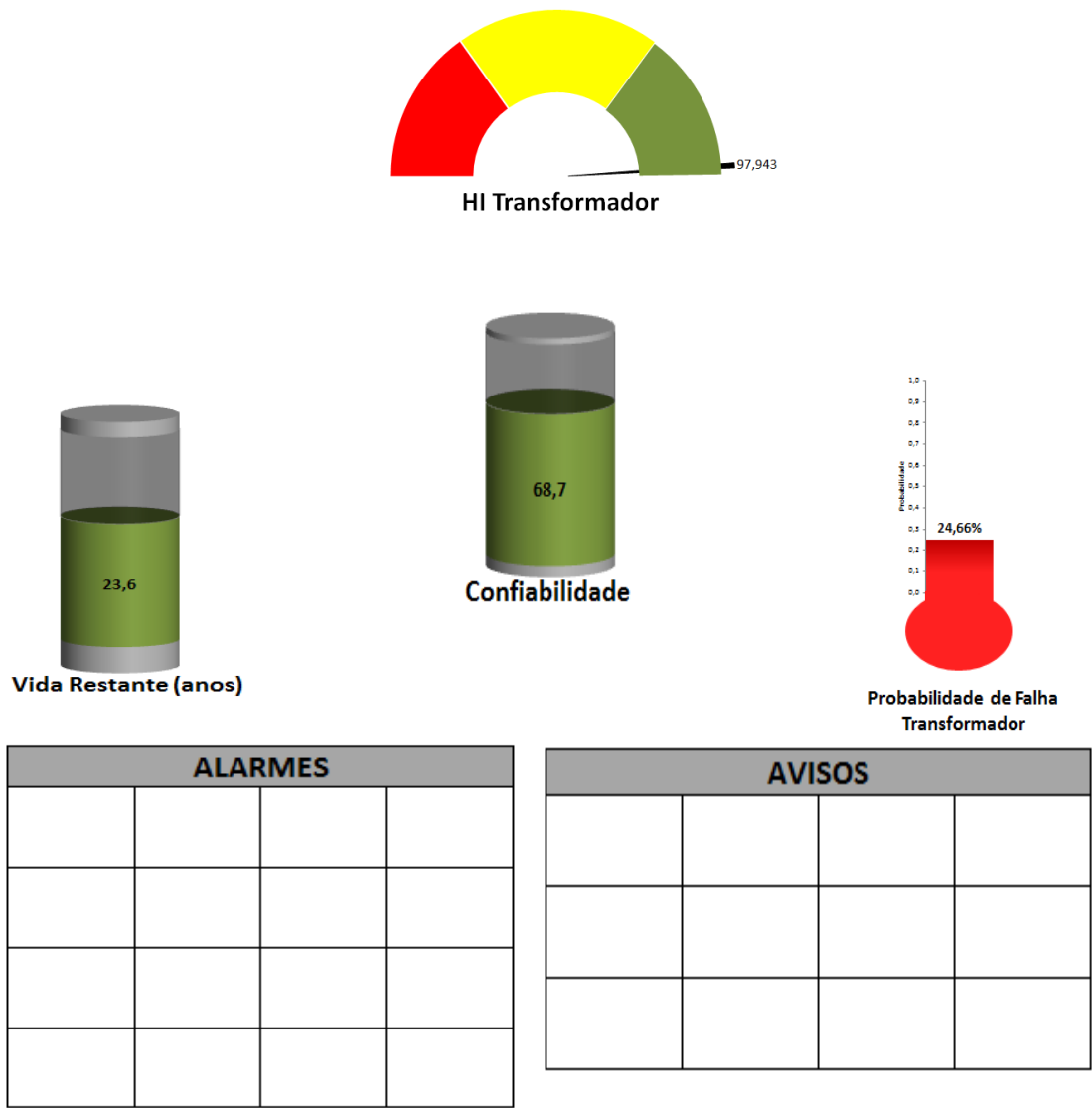
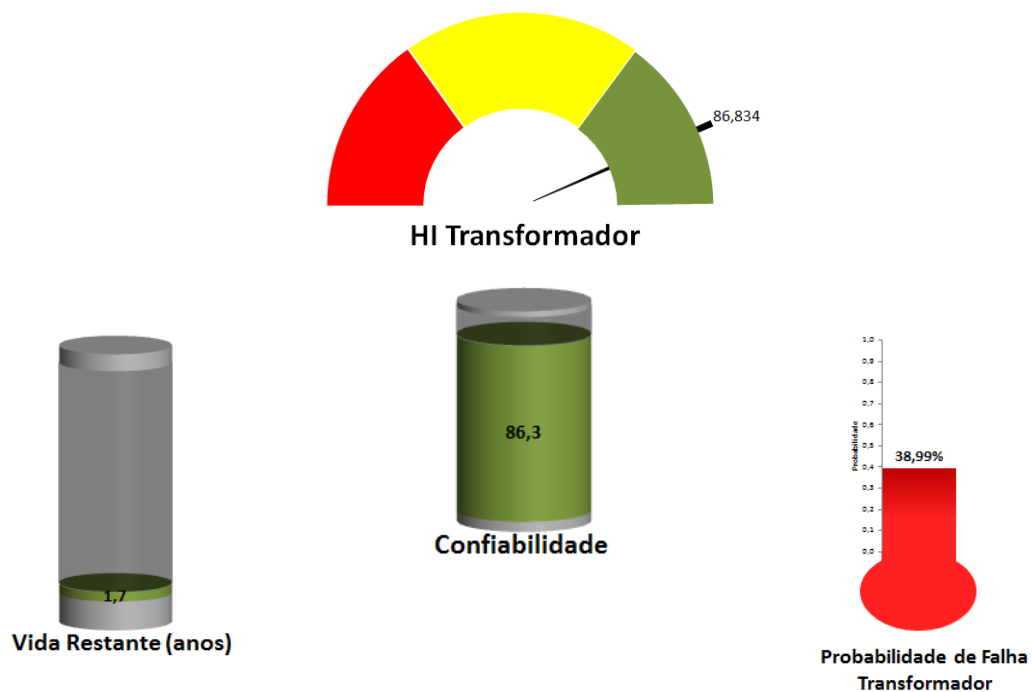


Figura A.8- Análise da Condição do TP I Subestação Monte dos Burgos.

SE Boavista
TP I

Síntese Estado Transformador



ALARMES			
			ALERTA: Papel Isolante Muito Degradado

AVISOS			
DGA: Possível Defeito de Regulação			Degradação Papel (DPv)
DT no regulador			Papel Muito Degradado

Figura A.9- Análise da Condição do TP I Subestação da Boavista.

SE Lapa
TP I

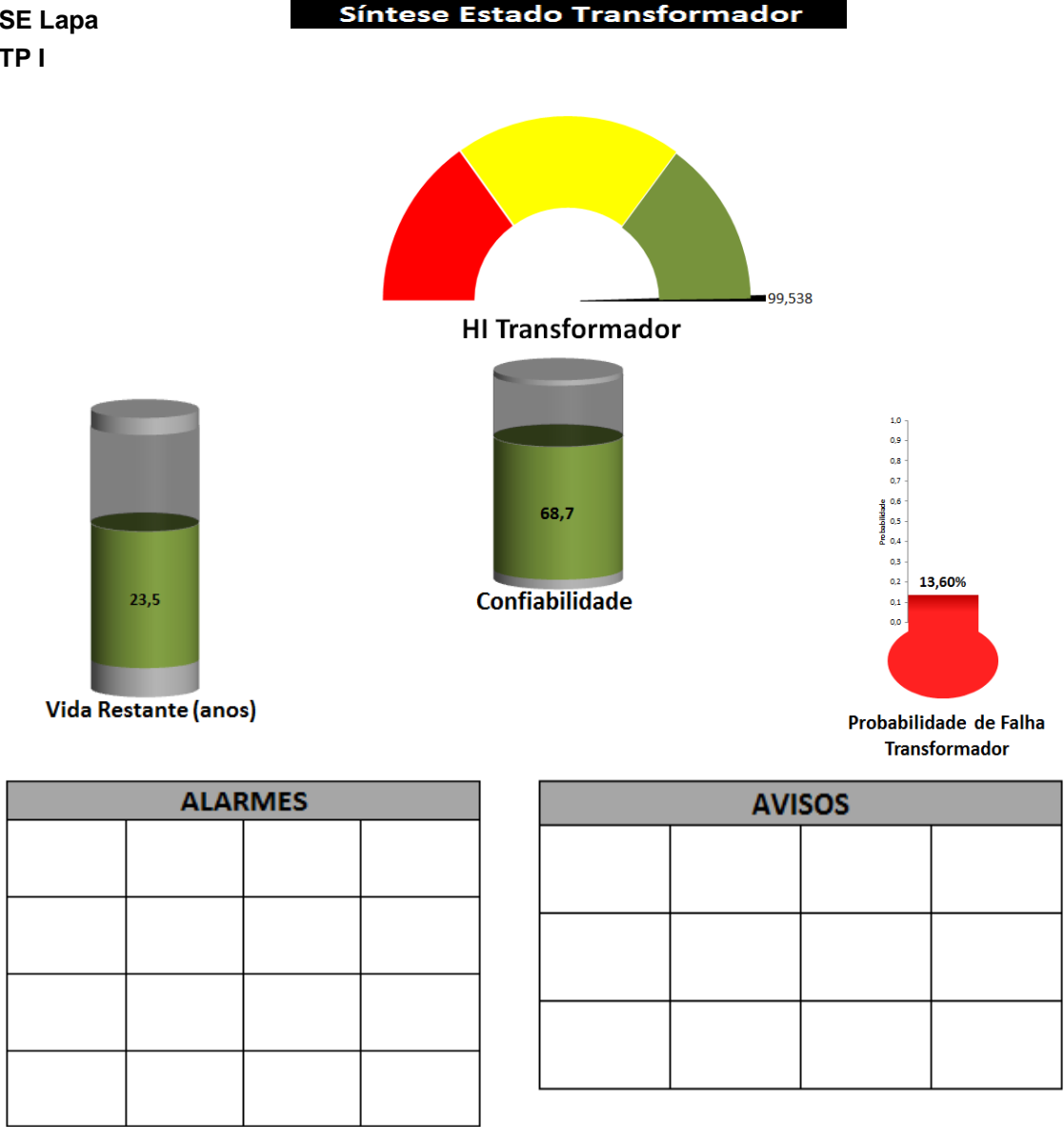


Figura A.10- Análise da Condição do TP I Subestação da Lapa.

Anexo B

Casos de cálculo da Condição dos Enrolamentos

Casos	1	2	3	4	5	6	7	
HI Papel	B(40%)	M	B(30%)	M(50%)	M(50%)	B(20%)	B(60%)	
HI Ensaaios Elétricos	B(50%)	M	M(50%)	B	B(30%)	B(30%)	D	
DGA	B(10%)	M	B(20%)	M(50%)	B(20%)	M(50%)	B(40%)	
HI	HI=0							
Casos	8	9	10	11	12	13	14	15
HI Papel	M(70%)	B(40%)	M(50%)	D	I	D	D	30%
HI Ensaaios Elétricos	D	D	D	D	D	I	D	50%
DGA	B(30%)	M(60%)	M(50%)	I	D	D	D	20%
HI	HI DGA HI PAPEL HI ENSAIOS Condição Desconhecida							Caso não se verifique nenhum dos anteriores casos

Tabela B.1- Casos de cálculo da condição dos enrolamentos.

Legenda:

B-Bom
 M-Mau
 D-Desconhecido
 I-Indiferente

Referências

- [1] EDP Distribuição, *Transformadores Trifásicos, 60kV/MT-Características e ensaios*, 3ªEdição, 2007.
- [2] A. Costa, *Fundamentos de Máquinas Eléctricas*, Apontamentos, DEEC-feup edição, 2011.
- [3] J. Martin, *Teoría, Cálculo y Construcción de Transformadores*, 5ª ed., Labor, 1969.
- [4] A. Costa, *Transformadores Eléctricos*, Apontamentos, DEEC-feup edição, 2011.
- [5] EFACEC, *Transformadores, Catálogo Geral de Transformadores*, pp. 6,9.
- [6] Eléctrica, Universidade Federal do Paraná-Departamento de Engenharia, “Ensaio-Funções dos Óleos Isolantes”, 2003. Disponível em: <http://www.eletrica.ufpr.br/piazza/ensaios/fncoleo1.pdf>., acedido em 8 Outubro 2014.
- [7] E. Aguiar, *Análise de Resposta em Frequência aplicada em Transformadores de Potência*, Tese de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais-Engenharia Elétrica, 2007.
- [8] WEG, *Transformador a Óleo até 4000kVA*, Catálogo, 2010, p. 12.
- [9] M.Ryan, *High voltage engineering and testing*, IEEE,Power and Energy Serie, 2001.
- [10] M. A. Soares, *Elementos para a Gestão do Ciclo de Vida de Transformadores Eléctricos de Potência*, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [11] Maschinenfabrik Reinhausen, “The Buchholz Relay from Messko”, 2013. Disponível em: http://www.reinhausen.com/desktopdefault.aspx/tabid-1328/1476_read-3722/., acedido em 12 Outubro 2014.
- [12] Comtrafo Transformadores, *Transformador a Óleo-Força*, Manual de Instruções, 2011, p. 12.
- [13] Maschinenfabrik Reinhausen, *Relé de Proteção RS 2001*, Instruções de Serviço, 2001, pp. 5,6,7.
- [14] Maschinenfabrik Reinhausen, “Protective Relay RS 2001”, 2013. Disponível em: http://www.reinhausen.com/desktopdefault.aspx/tabid-1415/1727_read-4365/., acedido em 13 Outubro 2014.
- [15] V. Miranda, *Fiabilidade em Sistemas de Potência-Uma Introdução*, 3.0 ed., FEUP/INESC, 2010.
- [16] M. A. Martins, *Gestão da vida útil de Transformadores*, 21, ed. nº3-4, Ciência e Tecnologia dos Materiais, 2009.

- [17] R. Bechara, *Análise de Falhas de Transformadores de Potência*, Tese de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2010.
- [18] D'ajus, et. al., *Equipamentos Elétricos: Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*, Rio de Janeiro: Furnas, 1987.
- [19] B. Sparling, *Experiences with Continuous On-Line Monitoring of Developing Fault Conditions in Large Power Transformers*, IEEE, 2005.
- [20] A.Naderian et. al., *An Approach to Determine the Health Index of Power*, IEEE, 2008.
- [21] M. et. al., *Interpretation of gas-in-oil analysis: a tool for predictive maintenance of oil filled electrical equipment*, vol. 17 nº2, IEEE, Electrical Insulation Magazine, 2001, pp. 31-41.
- [22] M. A. Martins, *Manutenção de Transformadores de Potência. Tratamentos de Óleo e do Papel dos Enrolamentos*, Labelec, Grupo EDP, 2001.
- [23] M. A. Martins, *Regeneração de Óleos Isolantes Usados. Solução ou Problema*, Labelec, Grupo EDP, 2007.
- [24] Cosmanlux-Power Specialists, "Regeneração de Óleos Isolantes", Disponível em: <http://www.cosmanlux.pt/regeneracao-de-oleos-isolantes/>, acedido em 28 Outubro 2014.
- [25] Globecoreoil, "Processo de Reativação de Terras de Fuller," Disponível em: <http://www.cosmanlux.pt/regeneracao-de-oleos-isolantes/>, acedido em 29 Outubro 2014.
- [26] H. et. al., *Transformer Ageing Research on Furanic Compounds*, CIGRÉ, 2002.
- [27] A. DePablo et. al., *Furan Compounds Analysis: A tool for predictive maintenance of oil filled electrical equipment*, Electra, nº175, 1997, pp. 9-31.
- [28] L. et. al., *Furan Analysis for liquid power transformers*, vol. 28, IEEE, Electrical Insulation Magazine, 2012, pp. 8-21.
- [29] M. A. Martins, *Um Indicador Prático da Degradação Térmica do Papel Kraft de Transformadores*, nº1-2 ed., vol. 19, Ciência e Tecnologia dos Materiais, 2007.
- [30] DVPower, *Three Phase Transformer-Turns Ratio Test Instrument*, Guia de Instalação, v5.1.0, 2012.
- [31] T&D, *Motor current analysis-Clip on CT measurement*, Asset management forum.
- [32] General Electric Energy, *Kelman TRANSFIX Family Installation Manual*, Guia de Instalação, v1.0, 2013.
- [33] General Electric Energy, *Hidran M2 Transformer Gas Monitoring System*, Guia de Instalação, v9.0, 2012.
- [34] Trafotech, "Produtos Treotech-Monitorização de Travessias", Disponível em: <http://www.trafotech.pt/home/monitorizacao-de-travessias.>, acedido em 17 Dezembro 2014.
- [35] Trafotech, "Produtos Treotech-Monitorização de Temperaturas", Disponível em: <http://www.trafotech.pt/home/monitorizacao-de-temperatura.>, acedido em 22 Dezembro 2014.
- [36] J. R. Ferreira, *Sistemas de Proteção de Transformadores*, Apontamentos, DEEC-feup edição, 2009.
- [37] EDP Distribuição, *Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição-Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC).Funções de Proteção*, 1ªEdição, 2007.
- [38] Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica, "Proteção Diferencial de Transformadores", Disponível em: <http://lsee.sel.eesc.usp.br/index.php/artigos/protecao-digital-de-sistemas->

eletricos-de-potencia/28-protecao-diferencial-de-transformadores., acedido em 4 Dezembro 2014.

- [39] EDP Distribuição, *Guia de Coordenação de Isolamento-regras de execução e de montagem*, 1ªEdição, 2008.